

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет
имени К. И. Сатпаева

М. Т. Аршидинова

УПРАВЛЕНИЕ ТРАЕКТОРИЕЙ ТРАСС ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Учебное пособие для магистрантов по специальности 6М070600
“Геология и разведка месторождений полезных ископаемых”

Рекомендовано научно-методическим советом
университета в качестве учебного пособия

Алматы 2015

УДК 622.243.273

ББК 33.12

А 89

Рецензент

Кабдулов С.З., доктор технических наук профессор КБТУ

A89 Аршидинова М. Т. Управление траекторией трасс геотехнологических скважин. – Алматы: КазНТУ, 2015. – 155 с. Ил. 21. Табл. 13. Библиогр: 120 назв.
ISBN 978-601-228-773-8

В учебном пособии изложены состояние и теоретические основы бесклиновой технологии подземного скважинного выщелачивания урана, принцип формирования математической модели стабилизирующей длины колонкового набора как регулятора зенитного искривления скважин. Впервые даны методика и примеры расчета длины полуволн импортных бурильных колонн.

Рассмотрены причины, механизм искривления скважин при вращательном бурении, включая ССК и КССК (Россия), HQ, NQ и BQ (США и Канада). Описаны примеры практического использования новой технологии на месторождениях России и Казахстана.

Книга может быть использована в качестве учебника и предназначена для магистрантам (MSc) и докторантам (PhD) по специальности “Геология и разведка месторождений полезных ископаемых”, специализация «Бурения скважин на твердые полезные ископаемые и на воду». Она представляет интерес для отечественных и зарубежных недропользователей.

УДК 622.243.273

ББК 33.12

ISBN 978-601-228-773-8

© Аршидинова М.Т., 2015

© КазНТУ, 2015

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

K_f – коэффициент фильтрации рудовмещающего пласта, продуктивного горизонта в пределах месторождения, элементарной ячейки, м/сут.

n – отношение числа закачных скважин к числу откачных в ячейке.

S_n – компрессия (напор) на закачных скважинах, м вод.ст.

S_o – депрессия на откачной скважине, м вод.ст.

R_c – радиус технологической скважины, м.

x – длина линии тока в элементарной скважине, м.

$\bar{K}_n$ – среднее значение коэффициента эффективной пористости продуктивного горизонта.

N_{oc} – число откачных скважин, одновременно находящихся в работе.

N_{zc} – число закачных скважин, одновременно находящихся в работе.

f_2 – отношение жидкого к твердому по массе, т/т.

β – отношение средней скорости выщелачивания урана к средней скорости фильтрации раствора.

M_3 – эффективная мощность продуктивного горизонта, м.

$\bar{m}_я$ – средняя продуктивность рудного тела (пласта) в пределах ячейки, кг/м².

Средняя характерная для элементарной ячейки скорость фильтрации по любой линии тока:

$\bar{V}_f$ – действительная, м/сут.

$\bar{V}_f'$ – фиктивная, м/сут.

T_3 – время закисления ячейки радиусом R_o , сут.

$T_{эу}$ – время отработки ячейки, блока, эксплуатационного участка, сут.

R_k – радиус контура питания, м.

R_o – оптимальный радиус ячейки, м.

a – расстояние между рядами скважин, м.

ξ – параметр для прямоугольника при $1 \leq \xi \leq 2$; $\xi = w/a$.

$C_{пр(t)}$ – концентрация урана в ПР в функции от времени, мг/л.

ВР – выщелачивающий раствор, мг/л.

ПР – продуктивный раствор, мг/л.

ПСВ – подземное скважинное выщелачивание

ОС – откачные скважины

ЗС – закачные скважины

ВВЕДЕНИЕ

Подземное скважинное выщелачивание (ПСВ) металлов, в частности урана, является самой передовой горной технологией для добычи. Эффективность геотехнологии подземного скважинного выщелачивания определяется, прежде всего, интеллектуальным уровнем рудников подземного скважинного выщелачивания. Первое, и самое главное, при ПСВ нет необходимости присутствовать человеку в подземном пространстве. Горные выработки, вскрывающие продуктивный горизонт и обеспечивающие добычу металлов являются системой закачных и откачных скважин, которые располагают на поверхности по различным геометрическим фигурам – ячейкам. Известны ячейки – гексагональные, квадратные, прямоугольные, треугольные и др. В центре каждой ячейки оборудуется откачная скважина, снабженная погружным насосом для откачки продуктивного раствора. По периферии ячейки оборудуются закачные скважины, в которые подаются выщелачивающие растворы под динамическим давлением.

Геометрия элементарных ячеек на поверхности в действительности определяется точными геометрическими фигурами – шестигранником, квадратом, прямоугольником, треугольником и т. д. Однако при бурении геотехнологических скважин их забои уклоняются от координат поверхности. При этом правильные геометрические формы на поверхности трансформируются в искаженные в продуктивном пласте, где производится оснастка скважин фильтровыми колоннами. В связи с деформацией правильной формы ячеек линии тока выщелачивающий раствор и продуктивный раствор искажаются, удлиняясь или укорачиваясь.

Причем с увеличением глубины закачных и откачных скважин уход забоя скважины возрастает. В известных работах по подземному выщелачиванию урана и сопутствующих

металлов этот весьма значительный фактор не учитывается. В этой связи в настоящем исследовании обращено внимание научной и инженерной общественности, занятыми подземным скважинным выщелачиванием металлов, на актуальность задачи обоснования главных геотехнологических параметров подземного скважинного выщелачивания металлов и способов минимизации ухода забоя откачных и закачных от заложенных на поверхности координат.

При этом следует отметить, что всякая деформация линии тока в продуктивном пласте от идеальных ведет к увеличению срока отработки блоков, т. е. к дополнительным расходам. Поэтому учет и коррекция координат забоя скважин в продуктивном пласте имеет существенное экономическое значение.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

1.1. Анализ известных источников

Краткий обзор известных последних работ в области надземной гидродинамики и теорий фильтраций флюидов в пористых средах при подземном скважинном выщелачивании металлов в частности урана, Академика НАН РК, д. т. н. проф. Рогова Е. И., д. т. н. проф. Рогова А.Е., д.т.н., Язикова В.Г. [3]; [4]; [5]; [6]; [12]; [25] показал, что до настоящего времени не ставилось и не решалась проблема фильтрации флюидов, в частности ВР и ПР в пористых средах деформированных ячеек.

Как уже было отмечено, вследствие ухода координат забоя геотехнологических скважин в продуктивных пластах гексагональные, квадратные, прямоугольные и любые другие ячейки искажаются, хотя их общее число для каждого конкретного блока остаётся постоянным.

В деформированных ячейках не реализуется в идеальном варианте плоскорадиальный поток ВР и ПР в изотропной среде.

Линии тока внутри каждой отдельной ячейки в сравнении с её идеальной формой преобразуется в сложные фигуры с удлинёнными и сокращёнными фильтрационными потоками.

В этой связи сроки закисления ячеек в блоке и особенно сроки отработки их растягиваются при достижении проектного коэффициента извлечения металла. Также происходит изменение и в функции содержания металла в продуктивных растворах в каждой ячейке за период отработки.

Все эти сложные и совершенно неизученные явления требуют своего решения.

В этой связи в настоящей диссертации сделана первая попытка дать теоретические обоснованные решения по времени закисления и отработки блоков в связи с деформацией ячеек в продуктивных пластах.

За последние 25 лет при добыче редких металлов получил распространение способ подземного выщелачивания (ПВ) через систему буровых скважин, пробуренных с поверхности или из подземных горных выработок.

Сущность подземного выщелачивания полезных

ископаемых заключается в избирательном переводе полезного компонента в жидкую фазу путем управляемого движения растворителя по руде в естественном залегании или через предварительно раздробленный рудный массив и подъеме раствора, обогащенного металлом, на поверхность.

С этой целью через скважины, пробуренные с поверхности, в рудную зону подают химический реагент, способный переводить минералы полезного ископаемого в растворимую форму. Раствор, пройдя путь от закачной скважины к откачной, поднимается с помощью технических средств на поверхность и далее по трубопроводам транспортируется к установкам для переработки [1].

На современном этапе развития техники и технологии бурения проектирование профилей направленных скважин приобретает важное значение, так как тип профиля и затраты на его выполнение определяют стоимость проходки скважин.

Использование технических средств и технологических приемов в условиях направленного бурения в районах естественного искривления связано с дополнительными – зачастую непроизводительными – затратами средств и времени на производство специальных работ, обеспечивающих бурение скважин по заданному профилю.

Эффективность контроля угла и азимута искривления с помощью отклонителей резко снижается с глубиной скважины. На больших глубинах ориентирование специальных отклонителей в нужном направлении затрудняется, а в отдельных случаях их применение приводит к нежелательным последствиям, связанным с возникновением осложнений, аварий при спускоподъемных операциях.

Устранение перечисленных недостатков и повышение технико-экономических показателей бурения скважин возможно при тщательном изучении использования оптимальных компоновок при бурении с отбором и без отбора керна – особенно при бурении скважин в азимутах, противоположных азимутам естественного искривления.

Работы по единой математической модели бесклиновой технологии и регулирования основных технологических параметров, снарядов типа *HQ* обеспечивающих выполнение

проектных профилей, еще не проводились.

Проблема управления профилем естественно искривленных скважин без применения отклоняющих приспособлений становится весьма актуальной при бурении комплексами типа *HQ*.

В настоящее время необходимо большое внимание уделить теоретическим и производственным исследованиям, направленным на выявление областей эффективного использования различных по конструкции компоновок низа буровой колонны, научного обоснования структуры снарядов типа *HQ* для условий сильного противодействия геологических факторов:

- для выкручивания выполаживающихся скважин;
- для выполаживания выкручивающихся скважин;
- для стабилизации самоискривляющихся скважин.

Таким образом, решение проблемы разработки научных основ технологических методов регулирования заданного и профилактики негативного искривления скважин с целью значительного сокращения непроизводительных затрат на постановки отклонителей, повышения производительности бурения и качества буровых работ является актуальной задачей, имеющей народно-хозяйственное значение.

В последнее время для добычи многих твердых полезных ископаемых начинают применять различные бесшахтные (геотехнологические) методы добычи с использованием буровых скважин. Они позволяют упростить и удешевить добычу, производить отработку бедных месторождений, а также месторождений, характеризующихся сложными условиями залегания. Вскрытие рудной залежи осуществляют буровыми скважинами, которые предлагается называть геотехнологическими [2].

Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых позволяют снизить в некоторых случаях в 2–4 раза капитальные затраты на строительство предприятий, повысить производительность труда по конечной продукции, сократить численность работающих. Кроме того, их применение способствует значительному улучшению условий труда и уменьшению отрицательного воздействия на окружающую

среду [2].

Подземное выщелачивание полезных ископаемых (ПВ)

Сущность подземного выщелачивания полезных ископаемых заключается в избирательном переводе полезного компонента в жидкую фазу путем управляемого движения растворителя по руде в естественном залегания и подготовленному к растворению и подъему насыщенного металлом раствора на поверхность. С этой целью через скважины, пробуренные с поверхности в пласт полезного ископаемого, нагнетается химический реагент, способный переводить минералы полезного ископаемого в растворимую форму. Раствор, пройдя часть рудного пласта, через другие скважины поднимается на поверхность и далее по трубопроводу транспортируется к установкам для переработки. В случае монолитных, непроницаемых руд выщелачивание осуществляется из горных выработок, вскрывших пласт полезного ископаемого. Раздробленную с помощью буровзрывных работ горную массу орошают растворителем, который, стекая вниз, растворяет минералы полезного ископаемого. Продуктивные растворы собираются на нижнем горизонте и перекачиваются затем на поверхность для переработки.

Принципиальная схема подземного выщелачивания металлов приведена на рисунке 1.1 [2].

Важнейшим природными предпосылками применения подземного выщелачивания являются способность полезного компонента и его соединений переходить в раствор при воздействии на рудный пласт водного раствора выщелачивающего реагента, а также возможность фильтрации выщелачивающих растворов в породах продуктивного горизонта.

Выбор растворителя для ПВ зависит от состава руд. Наиболее широкое применение находят водные растворы кислот (серной, соляной, азотной) с $pH=0,1:1,5$ или соды ($2,5 - 10\% NaCO_3 + 1,0 - 2,5\% NaHCO_3$).

Подземное выщелачивание применяется при добыче урановых руд, цветных и редких металлов (медь, никель, свинец, золото и др.) Имеются предпосылки использования его

для добычи фосфоритов, борат и др.

Важным фактором повышения эффективности добычи методом ПВ является правильный выбор схемы размещения технологических скважин и расстояний между ними. В практике эксплуатации месторождений в основном применяется линейная схема расположения скважин, представляющая собой чередование рядов нагнетательных и откачных скважин. Расстояния между рядами и скважинами в ряду колеблются в широких пределах (15-50 м и более). Наиболее широкое распространение получила схема 25×50 м.

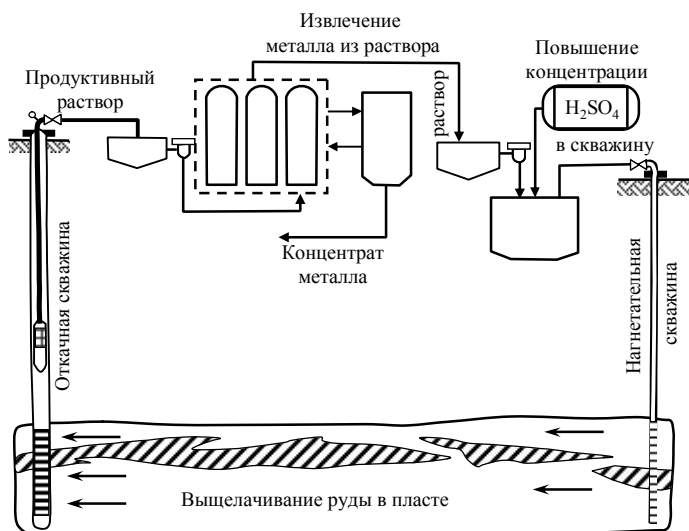


Рисунок 1.1. Принципиальная технологическая схема подземного выщелачивания

Основные сведения о геотехнологических скважинах

Буровые скважины при геотехнологических методах добычи являются ответственным сооружением и служат не только для вскрытия пластов полезных ископаемых, но и основным техническим средством в процессе добычи. Буровые скважины производят спуск и подъем добычных устройств, подачу рабочих агентов в зону продуктивного пласта и подъем технологических растворов или газа на поверхность, выполняют

все операции, связанные как непосредственно с процессом добычи, так и контролем за ходом этого процесса, осуществляют производство ремонтно-восстановительных работ. С помощью буровых скважин производится также контроль полноты извлечения полезного компонента и охрана окружающей среды от возможного физико-химического загрязнения. Кроме того, с помощью буровых скважин уточняются данные геологической разведки (положение рудного пласта, условия залегания и др.), физико-механические и физико-химические свойства пород, создаются противofiltrационные завесы (метод ПВ), осуществляется водоотлив (метод ПВС) и др.

Классификация геотехнологических скважин

По своему назначению, составу и объему выполняемых функций буровые скважины, используемые для добычи твердых полезных ископаемых, подразделяются на две основные группы: эксплуатационные и вспомогательные.

Эксплуатационные скважины непосредственно участвуют в добыче металла из недр. Через них осуществляется транспортирование растворов и регулирование гидродинамического режима в продуктивном пласте. По назначению эксплуатационные скважины подразделяются на откачные и закачные.

Откачные скважины (иногда их называют разгрузочными) предназначены для подъема продуктивных (металлосодержащих) растворов из продуктивного пласта на поверхность.

Закачные скважины предназначены для подачи в продуктивный пласт (рудную залежь) выщелачивающих растворов (растворителя).

Эксплуатационные скважины предназначены для осуществления непосредственного процесса добычи-подачи рабочего агента на забой скважины и подъема образующейся пульпы или раствора из скважины на поверхность.

При подземной выплавке серы, растворении солей, а также при скважинной гидродобыче руд эксплуатационные буровые скважины позволяют осуществлять все процессы, связанные с добычей, через один ствол, который обсаживается трубами и

оборудуется рядом концентрически расположенных колонн.

Эксплуатационные скважины для подземного выщелачивания металлов с использованием кислотных или других растворителей подразделяются на нагнетательные и откачные.

Нагнетательные технологические скважины предназначены для подачи в продуктивный пласт рабочих растворов.

Откачные скважины предназначены для подъема продуктивных растворов на поверхность.

Из различных способов бурения для сооружения геотехнологических скважин в настоящее время в основном применяется вращательное бурение с прямой промывкой.

Поддержание заданного направления геотехнологических скважин имеет большое значение. При подземном растворении солей искривление скважин способствует неравномерному развитию камер и нарушает управление формообразованием их камер. Неправильное развитие камер в результате искривления скважин может привести к нарушению принятой системы разработки. Особенно большое значение имеет поддержание заданного направления глубоких скважин более 1000м. Допустимое отклонение геотехнологических скважин от заданного направления не должно превышать 1° на 100м – при сооружении вертикальных скважин и 0°30' на 100 м – при сооружении наклонно-горизонтальных скважин.

Как показал анализ скважинных систем разработки гидрогенных месторождений, вскрытие продуктивного горизонта осуществляется серией вертикальных геотехнологических скважин, сооружаемых с поверхности. В основном применяются схемы расположения скважин с последовательно чередующимися линейными рядами откачных и закачных скважин с элементарной добычной ячейкой, состоящей из трех скважин: двух закачных и одной откачной. При этом фильтры скважин располагаются в рудном теле или надрудном и подрудном интервалах, мощность которых ограничена.

В последние годы в СНГ и за рубежом отмечается существенный рост стоимости оборудования, инструмента и

материалов, применяющихся при бурении геологоразведочных скважин. Это в сочетании с ростом стоимости труда привело к значительному удорожанию буровых работ и существенному снижению объемов поисковых и разведочных работ на полезные ископаемые. Вместе с тем, такая ситуация стимулировала усилие ведущих зарубежных фирм по совершенствованию технических средств, рассчитанных на использование прогрессивных методов бурения, обеспечивающих существенный рост скорости бурения, качество опробования и снижение стоимости работ. К таким техническим средствам, в первую очередь, относятся снаряды со съемными керноприемниками [79–101].

По имеющимся сведениям, в настоящее время в развитых капиталистических странах до 80–90 % объемов бурения с отбором керна выполняется снарядами со съемными керноприемниками. Это достигается за счет существенного увеличения номенклатуры буровых снарядов, расширения рациональной области их применения благодаря увеличению диаметров бурения, разработки усиленных и тонкостенных буровых снарядов, позволяющих бурить в твердых и крепких породах, сложных геологических разрезах, увеличить глубину скважин. Значительные успехи достигнуты также в совершенствовании породоразрушающего инструмента, входящего в комплект снарядов со съемными керноприемниками.

В настоящее время буровые снаряды со съемными керноприемниками выпускают фирмы *Longyear*, *Christensen*, *Acker Drill* (США), *IKS-Boyles* (Канада), *Diamant Boart Craelius* (Швеция), *Tone Boring*, *Koken Boring*, *Yoshiba Boring Mashine* (Япония), а также в КНР, ПНР, ЧСФР, НРБ.

В обзоре рассматриваются основные параметры, конструктивные особенности снарядов со съемными керноприемниками, выпускаемых ведущими зарубежными фирмами США, Канады, Швеции и др.

1.2. Буровые снаряды со съёмными керноприемниками LONGYEAR (США)

Фирма *Longyear* изготавливает два основных типа снарядов со съёмными керноприемниками – стандартные и усиленные, отличающиеся, в основном, прочностью бурильной колонны, шириной торца коронки и диаметром выбуриваемого керна. К стандартным относятся пять типоразмеров снарядов (*AQ*, *BQ*, *NQ*, *HQ* и *PQ*) с бурильными колоннами, имеющими соединение типа «труба в трубу», и три типоразмера (*BCQ*, *NCQ* и *HCQ*) – с концами, изготовленными из более прочной стали, чем труба, и закрепленными на ней при помощи плазменной сварки. Колонковые наборы всех типоразмеров стандартных снарядов не зависят от конструкции бурильной колонны.

Основные параметры снарядов *HQ* со съёмными керноприемниками фирмы *Longyear* (США) приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1
Основные технические показатели снаряда *HQ* LONGYEAR

Параметры	Типоразмер снаряда	
	<i>HQ</i>	<i>HCQ</i>
Размеры коронки, мм:		
– наружный диаметр	95,6	95,6
– внутренний диаметр	63,5	63,5
– ширина торца	16,00	16,00
Размеры наружной колонковой трубы, мм:		
– наружный диаметр	92,1	92,1
– внутренний диаметр	77,8	77,8
– толщина стенки	7,15	7,15
Размеры керноприёмной трубы, мм:		
– наружный диаметр	73,0	73,0
– внутренний диаметр	66,7	66,7
– толщина стенки	3,15	3,15
Размеры бурильных труб, мм:		

– наружный диаметр	88,9	88,9
– внутренний диаметр	77,8	80,9
– толщина стенки	5,55	4,0
Зазор между керноприемной трубой и стенками бурильных труб	2,4	3,95
Размеры соединенных бурильных труб, мм:		
– наружный диаметр	-	88,9
– внутренний диаметр	-	77,8
– толщина стенки	-	5,55
Масса 1 метра труб длиной 3 метра, кг/м	11,6	9,0
Рекомендуемый момент затяжки	2035	2035
Длина резьбы, мм	44,5	44,5

1.3. Буровые снаряды со съёмными керноприемниками JKS-BOYLES (КАНАДА)

Фирма *JKS-Boyles* (Канада) выпускает буровые снаряды со съёмными керноприемниками серии *O (Q)* и *WL* с размерами от *A* до *P*, основные размеры которых приведены в табл. 1.2. Обе серии имеют одинаковые колонковые трубы и гладкостенные бурильные трубы с соединением «труба в трубу», однако бурильные трубы могут иметь слабоконусное соединение (серия *O*) или цилиндрическое (серия *WL*).

Таблица 1.2
Основные технические показатели снаряда HQ (HWL)

Параметры	<i>HQ (HWL)</i> типоразмер снаряда
Диаметр скважины, мм	96,0
Диаметр керна, мм	63,5
Размеры коронки, мм:	
– наружный диаметр	95,6
– внутренний диаметр	63,5
– ширина торца	16,05
Размеры внешней трубы, мм:	
– наружный диаметр	92,1
– внутренний диаметр	77,8

– толщина стенки	7,15
Размеры внутренней трубы, мм:	
– наружный диаметр	73,0
– внутренний диаметр	66,7
– толщина стенки	3,15
Размеры бурильных труб, мм:	
– наружный диаметр	88,9
– внутренний диаметр	77,8
– толщина стенки	5,6
Размеры расширителя	96

По данным фирмы *JKS-Boyles* [82–84, 94, 95] трубы изготовлены из высококачественной стали, предел текучести которой на 84 % превышает соответствующий показатель материала стандартных труб серии *Q*. Усталостная прочность новых труб увеличилась в 2,26 раза, а их прямолинейность – в 5 раз, что способствует снижению вибрации колонны в процессе бурения.

Высокая герметичность соединения достигается за счет точной обработки упорных заплечиков, воспринимающих крутящий момент на обоих концах резьбы.

Во время производственных испытаний искривление траектории скважины происходило в интервале длиной 122 м. В результате испытаний соединений бурильных труб на стенде, имитирующем работу колонн, в таких условиях установлено, что ресурс соединений более чем в 3 раза выше, чем у стандартных труб. При статическом нагружении соединений труб *Tuff-Rod* установлено, что они значительно прочнее, чем стандартные соединения. В частности, трубы *Tuff-Rod* размера *N* выдерживают до поломки натяжение 600 кН [94, 95].

1.4. Зарубежный опыт бурения направленных скважин снарядами со съемными керноприемниками

На месторождении *Larder Lake* фирмы *Elder Resources Ltd* и *Kerr Addison Ltd* [91, 96] применялось направленное бурение скважин. При этом забуривание боковых стволов производилось с использованием стационарных клиньев, а дальнейшее бурение

осуществлялось с учетом тенденций к естественному искривлению скважин. Для регулирования траектории скважин применяли специальные компоновки расширителей и производили своевременную замену коронок. Важное значение в этом процессе имеет подбор рациональной осевой нагрузки.

Опыт бурения скважин показывает, что вращение бурового снаряда по часовой стрелке приводит к повороту траектории скважины по спирали в противоположном направлении. Изменение азимута скважины происходит менее интенсивно, чем ее выполаживание.

Структура пород оказывает большое влияние на направление скважины. При малом угле наклона скважина имеет тенденцию к повороту параллельно плоскости напластования. При больших углах наклона (30-70°) скважина входит в пласт.

По мере увеличения глубины скважина стремится к выполаживанию. Интенсивность выполаживания вначале увеличивается, а по мере приближения к горизонтали уменьшается. Наиболее эффективными считаются косвенные методы регулирования траектории скважины при помощи центраторов, изменения частоты смены коронки и подачи бурового снаряда. Важным фактором является стабилизация бурильной колонны. Более жесткая колонна способствует снижению тенденции к отклонению скважины. В частности, трубы большого диаметра серии *HQ* вызывают меньшее отклонение скважины, чем трубы серии *BQ* [91].

Существуют различные методы стабилизации бурильной колонны, которые могут использоваться для снижения интенсивности выполаживания и ограничения изменений азимута скважин. Наиболее распространенным способом является применение комплексов специальных расширителей типа *Mini-Deve*, которые используются вместо обычных расширителей. Расширители *Mini-Deve* выпускаются фирмой *Wheel Trueing Tool Co of Canada*, субсидируемой фирмой *Diamant Boart*, для снарядов серии *AQ*, *BQ*, *NQ*, *HQ*. Они приспособлены для работы с различными конструкциями колонковых наборов [73].

Компоновка *Mini-Deve* состоит из трех основных узлов:

корпуса, втулки, спирального стабилизатора. Корпус имеет резьбу для соединения с алмазной коронкой, алмазный расширитель. Продольные желоба для прохода промывочной жидкости непосредственно выше алмазного расширителя, где предусмотрены поперечные канавки, направляющие поток жидкости к отверстиям втулки. Это предотвращает повторное измельчение шлама алмазным расширителем. Расширитель обеспечивает получение зазора между корпусом и стенками в пределах 0,025 мм. Втулка с хромовым покрытием подвергается прецизионной обработке и имеет диаметр на 0,15 мм меньше, чем алмазный расширитель. В рабочем положении она надевается на корпус расширителя так, что ее конец с прорезями доходит непосредственно до расширителя. Стабилизатор со спиральными канавками также имеет хромовое покрытие, он повышает центрирующую способность всей компоновки *Mini-Deve*. При бурении буровым снарядом со стандартным расширителем и с компоновкой *Mini-Deve* при встрече наклонных пластов, представленных породами более высокой твердости, обычно возникает поперечная сила, приводящая к прогибу колонкового набора и искривлению скважины. Зазор между колонковой трубой и стенками скважины достигает 1,8 мм. При использовании компоновки *Mini-Deve* прогиб колонкового набора под действием поперечной силы резко снижается в связи с уменьшением зазоров между компоновкой и стенками скважины до 0,15 мм. Это приводит к существенному снижению искривления скважины с компоновкой *Mini-Deve*.

При испытаниях компоновки *Mini-Deve* на руднике *Sullica* было пробурено две скважины с использованием снарядов со съемными керноприемниками серии *AQ*. В одной скважине использовали снаряд с компоновкой *Mini-Deve*, в другой – без нее. При бурении без компоновки *Mini-Deve* отклонение забоя составляет 99 м при глубине 360 м. Средняя проходка на коронку достигает 15 м. При использовании компоновки *Mini-Deve* отклонение составило только 33 м на 360 м глубины, т. е. в три раза меньше, чем с обычным расширителем. Средняя проходка на коронку повысилась до 30 м, т. е. увеличилась в два раза. Время, затраченное на бурение скважины с компоновкой *Mini-Deve* снизилось на 33 %.

На руднике *Falconbridge* снаряд серии *AQ* со стандартным расширителем обеспечивал искривление 9° при глубине 90 м, а с компоновкой *Mini-Deve* – 5° на 150 м.

В комплект стандартной поставки входит корпус расширителя, 4 втулки, стабилизатор, удлинитель внутренней трубы колонкового набора, приспособление для извлечения втулки, накидной хомут для захвата втулки, калибровочное кольцо. По требованию поставляется запорное соединение, переходник, передняя секция наружной трубы, задняя секция наружной трубы.

При бурении скважин на месторождении *Larder Lake* средняя интенсивность искривления по 15 скважинам, пробуренным снарядами серии *BQ* при использовании компоновки *Mini-Deve*, составила $6,55^\circ$ на 100 м, а без нее – $17,7^\circ$ на 100 м. Применение бурильных труб серии *HQ* с компоновкой *Mini-Deve* приводит в аналогичных условиях к искривлению скважин $4,16^\circ$ на 100 м скважины.

Фирма *Craelius* [80] для регулирования траектории скважин разработала комплект инструмента *Devibor*, состоящий из наружной трубы с эксцентричными опорами, на которых вращается внутренняя труба, соединенная шлицами со шпинделем и алмазной коронкой. Ось вращения шпинделя расположена под небольшим углом к оси наружной трубы. Необходимый зенитный угол или азимут искривления устанавливается на поверхности при монтаже эксцентричной опоры в наружной трубе перед спуском снаряда в скважину согласно проектному азимуту. Нижняя часть внутренней трубы выполняет роль колонковой трубы, в которую поступает керн диаметром 19,8 мм. На конце внутренней трубы расположен корпус кернорвателя со шлицами, входящими в зацепление с соответствующими углублениями в шпинделе с коронкой, а внешняя труба с эксцентричными опорами остается неподвижной. Наружная труба опускается в скважину на обсадной колонне с левой резьбой, которая подсоединяется к неподвижному патрону, смонтированному на раме станка. Внутренняя труба связана с бурильной колонной, которая приводится во вращение патроном подвижного вращателя.

Во время направленного бурения наружная труба

неподвижна, а внутренняя перемещается в пределах трех и более метров, т. е. насколько позволяет длина колонковой трубы. Когда расчетная коррекция траектории полностью выполнена, искривляющая колонна извлекается из скважины и бурение продолжается обычным снарядом до проектной глубины. Кроме применения специальных устройств, для регулирования траектории скважин практикуется также метод, связанный с изменением частоты смены коронок. Известно, что применение коронки с острыми кромками алмазов способствует минимальной интенсивности выполаживания скважины. Например, при бурении одной из скважин на месторождении *Larder Lake* снарядом со съемными керноприемниками серии *BQ* увеличение интервала замены коронки с 15 до 30 м привело к увеличению интенсивности искривления скважины с 6,23 до 12,1 на 100 м. В другой скважине увеличение интервала смены коронки с 24 до 30 м привело к росту интенсивности искривления на 100 м с 2,95 до 6,88; а при интервале 48 м – до 9,8. Увеличение интенсивности искривления скважины по мере увеличения продолжительности работы коронки, очевидно, связано с затуплением алмазов и увеличением осевой нагрузки для поддержания приемлемой механической скорости бурения.

Третий способ уменьшения интенсивности искривления скважин связан с регулированием осевой нагрузки на коронку. Осевая нагрузка не должна приводить к увеличению подачи коронки за один оборот инструмента выше определенных пределов. В частности, при бурении скважин на месторождении *Larder Lake* рациональная подача за один оборот составила 0,042 мм. Ограничение скорости подачи снижало вероятность неравномерного износа коронки и поддерживало режущую способность алмазов на постоянном уровне. Кроме того, передача повышенной осевой нагрузки на бурильную колонну вызывает изгиб труб и приводит к искривлению скважин.

Для изменения направления скважин используют два типа клиньев: стационарные и съемные. Стационарные клинья в основном используют для забуривания боковых стволов из существующей скважины. Они могут быть использованы также для корректировки азимута и угла наклона в процессе дальнейшего бурения боковых стволов. Съемные клинья для

корректировки азимута и угла наклона скважин устанавливаются только у забоя. Оба типа клиньев применяют для корректирования резких изменений в азимуте и угле наклона скважин. Преимущество съемных клиньев заключается в том, что после забуривания бокового ствола в скважине не остается металла. Однако стационарный клин имеет увеличенную жесткость и большую длину отклоняющей поверхности.

При установке стационарного клина выполняют следующие операции. В скважину на расстояние 6 м ниже забуривания бокового ствола через бурильные трубы снаряда со съемным керноприемником закачивается цементная пробка типа *Van Ruth*. После выхода из труб пружины раздвигают до колодки. При этом обеспечивается расширение резиновой крышки на другом конце пробки до размеров, соответствующих диаметру скважины. Затем пробка при помощи бурильной колонны задавливается вниз примерно на 30 см, чтобы гарантировать ее фиксацию на месте. Непосредственно выше пробки размещают дополнительную прокладку из различных материалов (лучше из пористой резины), обеспечивающую надежную герметизацию искусственного забоя. Затем нижнюю часть скважины на 6 м выше точки отклонения заполняют цементным раствором. После затвердения раствора в течение 24–36 ч излишек цементного камня разбуривают долотом с вогнутым торцом на расстояние 1,5 м ниже точки отклонения. Затем на забой помещают деревянную пробку. Стационарный клин опускают по деревянной пробке и точно ориентируют в нужном направлении. Затем нижнюю часть стационарного клина задавливают в деревянную пробку, которая надежно удерживает клин на месте.

Бурение вдоль направляющей поверхности клина длиной 2,7 м осуществляется долотом типа «бычий нос» со специальным расширителем. Забуривание бокового ствола под углом 1,5 к старой скважине осуществляют в течение двух рейсов длиной по 1,5 м. После завершения этой процедуры возобновляется обычное бурение снарядом со съемным керноприемником.

Съемный клин может быть установлен только на забое

пробуренной скважины. Для обеспечения правильного ориентирования клина забой должен быть плоским при отсутствии на нем неровных обломков породы, которые могут привести к повороту клина относительно заданного направления. Компоновку съемного клина опускают на расстояние нескольких метров от забоя скважины. Клин ориентируют в заданном направлении при помощи инклинометра *Spery sun* одноразового действия. Затем клин фиксируют на месте. К колонковой трубе подсоединяют маленькое долото с вогнутым торцом, опускают его через бурильные трубы и фиксируют в рабочем положении. После этого забуривают боковой ствол вдоль направляющей поверхности съемного клина на участке длиной 0,9 м долотом малого диаметра. Затем компоновка съемного клина поднимается из скважины, пилот-скважина разбуривается до нормального диаметра и выполняются два дополнительных рейса бурения длиной по 1,5 м каждый. После этого возобновляется обычное бурение снарядом со съемным керноприемником.

При короткой отклоняющей поверхности съемного клина угол наклона обычно корректируется на 1–1,5°.

На месторождении *Larder Lake* при бурении направленных скважин использовали снаряды со съемными керноприемниками серии *BQ* и *NQ*.

Снаряды серии *BQ* применяли в интервале 600–1050 м. При этом 66 % стоимости приходится на собственное бурение. Доля затрат на косвенное регулирование траектории скважин составило 10 %, в т. ч. регулирование подачи – 3 %, замена коронок – 3 %, применение компоновок *Mini-Deve* – 4 %. Затраты на установку клиньев составили 24 %, в т. ч. на съемные клинья – 14 %, стационарные клинья – 10 %. Стоимость установки одного стационарного клина в 1,55 раза выше, чем съемного в связи с цементированием старой скважины. Общая стоимость дополнительных мер по регулированию траектории скважин составила 34 %.

Снаряды серии *HQ* применяли при бурении скважины глубиной 800 м затраты на регулирование траектории скважины составили 20 %, в т. ч. на косвенные методы регулирования – 11

%, на установку клиньев – 9 % (стационарных – 4 %, съёмных – 5 %). Затраты на косвенное регулирование траектории распределялись следующим образом: регулирование подачи – 4 %, замена коронок – 2 %, применение компоновок *Mini-Deve* – 5 %.

Стоимость бурения 1 м скважин изменялась от 95,1 долларов США при бурении первых 300 м скважины до 186,9 долларов США – в интервале 1500–1800 м. Доля затрат на дополнительные меры по управлению траекторией скважины уменьшилась от 31 % при бурении первых 300 м до 5 % при глубине более 1200 м. Из этого следует, что тщательный контроль угла наклона и азимута скважины следует начинать как можно раньше, чтобы поддерживать кривизну траектории при минимальных затратах.

1.5. Отечественный опыт бурения направленных скважин снарядами со съёмными керноприемниками

По трудоемкости направленного бурения слюдяные месторождения *Чурино-Лоухской* группы *Северная Карелия* можно отнести к IV категории в соответствии с классификацией ЗабНИИ.

Интенсивность искривления на некоторых участках работ достигает 15 град/100 м по полному углу при бурении скважин диаметром 76 мм и до 20–22 град/100 м при бурении *ССК*, причем тенденция естественного искривления имеет знакопеременное значение, как, например, на участках месторождений *Тэдино*, *Станционное*.

Хронологически в Северной геологической экспедиции можно выделить три основных этапа разработок технических средств типа *КНБК* для наклонно направленного бурения [4, 5, 67, 75].

Первый этап (1969–1972) – это переход с дробового бурения на алмазное. В связи с резким увеличением интенсивности искривления (в 3–5 раз) даже неглубокие скважины (200–300 м) проходило с нарушением параметров поисково-разведочной сети.

Второй этап (1979–1988) связан с возникшей необходимостью управления скважинами малого диаметра (59; 46 мм) при использовании комплексов *ССК* и бурильных колонн *ЛБТН-54*.

Третий этап (с 1988 г. по настоящее время) обусловлен усиливающимся противоречием между производительностью и качеством бурения в связи с ростом глубин и увеличением трудоемкости управления скважинами с применением отклонителей.

При отсутствии экспедиции технологической службы опытно-конструкторские и технологические работы выполнялись группой горных инженеров ОМПНТ. На основании рекомендаций Л. С. Первеева и В. В. Нора были предложены компоновки с опорно-центрирующими элементами. При объеме бурения 1200 м с применением компоновок, удавалось снизить интенсивность искривления при бурении в средне-анизотропных породах с 12 до 6–7 град/100 м. Работы по дальнейшему использованию *КНБК* не получили распространения по ряду причин, основными из которых являлись отсутствие в Северной геологической экспедиции технологической службы и перевод значительного числа буровых бригад на ударно-вращательное твердосплавное бурение, что практически сняло на ряде участков проблему управления скважинами. Длительное время, в связи с низкой производительностью гидроударного бурения годовая выработка на бригаду в экспедиции практически оставалась на уровне 6 тыс. м.

Второй этап разработок *КНБК* связан с использованием для решения задач направленности скважин рекомендаций и методик, предложенных ведущими институтами (КазИМС, ВИТР). На протяжении ряда лет на участках экспедиции прошли апробацию порядка 20-ти вариантов конструктивных и методических решений по проблеме стабилизации траектории скважин без применения отклонителей.

В качестве основных критериев оценки технологических разработок технологическим отрядам экспедиции были приняты два показателя:

- интенсивность искривления по полному углу

$$i\delta = \sum \frac{\delta i}{n}; \quad (1.1)$$

- коэффициент работоспособности *КНБК*

$$K_p^\delta = 1 - \frac{n_a}{n}, \quad (1.2)$$

где δ – полное искривление скважин в точке замера;

n – количество замеров;

n_a – количество контрольных интервалов с аномальным искривлением (из опыта работы определена величина аномального искривления более 2 градусов).

Коэффициент разработан технологическим отрядом Северной экспедиции и применяется с 1988 г.

Коэффициент K_p отражает способность данной *КНБК* не подвергаться при бурении аномальным искривлениям и количественно показывает в процентном отношении величину интервала, отработанного *КНБК* без аномальных искривлений. Например, для компоновки с $K_p = 0,5$ половина объема отработки приходится на аномальные искривления. Естественно, что компоновки для определения объективного значения K_p должны иметь значительный объем наработки в разных геологических условиях. Применение K_p избавляет от необходимости проведения длительного и чаще всего бесполезного анализа закономерностей искривления при применении компоновок в зависимости от геологических условий. Основным качеством стабилизирующей *КНБК* должна являться способность не реагировать (или слабо реагировать) на изменение геологических условий.

В 1979–1980 и 1987–1988 гг. на участках работ была проведена апробация методики М. Ж. Музапарова с применением компоновок с рассчитанной по номограммам длиной колонковых труб.

Самым уязвимым местом в вопросах направленного бурения в экспедиции остается невозможность повсеместного применения комплексов *ССК-59*, *ССК-46* как наиболее прогрессивных способов бурения.

В 1982–1984 гг. в экспедиции прошли производственные испытания специальные технические средства *ССК* для бурения наклонно-направленных скважин, разработанные ВИТРОм. К испытаниям было представлено несколько

вариантов *КНБК* типа *ССК-59Ц*, затем (в 1986–1987 гг.) модернизированного в *ССК-59НБ*. Основными элементами *КНБК* являются три опорно-центрирующих элемента, места установки которых определяются расчетным путем; первый из них устанавливается за расширителем. Сущность технического решения заключается в попытке избавиться от перекоса и изгиба *КНБК*. Почти одновременно с *ССК-59НБ* на месторождениях экспедиции испытывались *КНБК* комплекса *ССК-46НБ* и с 1988 г. ОМПИТ начала первые опыты по созданию *КНБК-ССК* на основе профилированных колонковых труб.

Несмотря на неоднократные модернизации как *ССК-НБ* (в т. ч. упрочнение вооружения централов сверхтвердыми вставками типа «Славутич», так и профилированных *КНБК*, применение этих разработок до настоящего времени не привело к кардинальному решению задачи по стабилизации искривления.

В качестве примера можно привести данные отработки этих типов *КНБК* при бурении *ССК-46* на структурно-поисковом профиле 25 Северо-Западного фланга месторождения *Малиновая Варакка*. В качестве базы сравнения взята отработка на этом же профиле серийного колонкового набора. При объеме бурения 150 м колонковый набор *ССК-46* показал среднюю интенсивность искривления 11,5 град/100 м с коэффициентом работоспособности 0. Компоновкой *ССК-46НБ* было пробурено 400 м скважины со средней интенсивностью искривления 10,8 град/100 м (снижение составило 6 %) и с коэффициентом работоспособности 0, причем на некоторых интервалах искривление достигало значения 16–18 град/100 м. Объем бурения профилированными компоновками составил 1225 м с интенсивностью искривления 11 град/100 м (3% снижения по сравнению с базой). В скважине 2381 и 2385 пробурены два стометровых интервала с интенсивностью искривления 17–17,5 град/100 м. Практически нулевые результаты, только с меньшими значениями интенсивности искривления, получены при отработке комплексов *ССК-59НБ* на месторождении *Тэдино*. Результатом эксплуатационной отработки явилось то, что они в СГЭ в настоящее время не применяются.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ АНАЛИЗА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ДЕФОРМИРОВАННЫХ ЯЧЕЙКАХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ СКВАЖИННОМ ВЫЩЕЛАЧИВАНИИ МЕТАЛЛОВ

В известных работах [1-6] по фильтрации флюидов в проницаемой пористой среде продуктивного пласта аналитические решения привязаны к правильным геометрическим формам ячеек блока – квадратной, гексагональной, прямоугольной, треугольной и другим.

Однако известно, что технологические скважины при подземном скважинном выщелачивании металлов не могут быть строго вертикальными.

В этой связи строгие геометрические формы на поверхности земли оказываются в различной мере уже деформированы в продуктивных пластах. Ясно, что в деформированных ячейках продуктивного пласта удлиняется целый ряд линий тока, а другие линии тока укорачиваются. В этой связи возникает анизотропия и искажение (отклонения) расчетных технологических параметров ПСВ металла от фактических.

В настоящей работе дан метод, позволяющий в максимальной мере определить деформацию геометрии ячеек и предложить обоснованные расчетные формулы геотехнологических параметров в этой ситуации.

Основываясь на известных опубликованных монографиях и различных статьях, приведем без вывода формулы для вычисления геотехнологических параметров при идеальных геометрических формах ячеек в блоках: квадратной, гексагональной, прямоугольной, как наиболее часто применяющихся на практике ПСВ урана [1÷6].

Наиболее существенными в этом случае геотехнологическими параметрами являются:

- время закисления ячейки и блока;
- время эксплуатации ячейки и блока до проектного коэффициента извлечения ε_{II} металлов, в частности урана.

Произведем анализ фактических деформаций ячеек в блоке, основываясь на наших наблюдениях по скважинам № 1÷26 (см. приложение).

Примем за основу допустимые отклонения забоя скважин от проектного на поверхности положения по X и Y в плоскости [4], тогда по существу линии тока в ячейках блока будут либо более короткими, либо более длинными в соответствии с оптимальными радиусами идеальных ячеек [6].

Ниже приведем без выводов аналитические формулы для вычисления временных параметров для гексагональных, квадратных и прямоугольных ячеек.

Рассмотрим параметры закона распределения случайных величин ухода забоя скважины в координатах X и Y (плоскость), считая их усеченными нормальными:

$$\varphi(S_j) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\sigma_{sj}^2}} \exp \left[\frac{-(\bar{S}_j - S_j)^2}{2\sigma_{sj}^2} \right] \quad (2.1)$$

где $\bar{S}_j$ – математическое ожидание ухода забоя для H_j -ой зафиксированной глубины скважин.

$$H_j = \{100; 200; 300; 400; 500; 590\}, \text{ м}$$

$$\sigma_{sj}^2 - \text{дисперсия случайной величины, м}^2.$$

При этом, исходя из известного правила трех сигм для нормального закона (2.1) имеем:

$$\sigma_{sj} = \frac{\hat{S}_j - S_j}{6}, \text{ м} \quad (2.3)$$

$$\bar{S}_j = \frac{\hat{S}_j + S_j}{2}, \text{ м.} \quad (2.4)$$

Сравнивая допустимые $S_{j,d}$ и фактические $S_{j,f}$ значения ухода забоя скважины, следует сделать вывод, что первые всегда выше фактических. Это положительное обстоятельство отметим некоторым безразмерным коэффициентом:

$$\theta_j = 1 + \frac{S_{j,d} - S_{j,f}}{S_{j,d}} \cdot 100, \% \quad (2.5)$$

где j – относится к H_j (2.2).

В известных работах [4–6] допустимые нормы ухода забоя технологических скважин таковы:

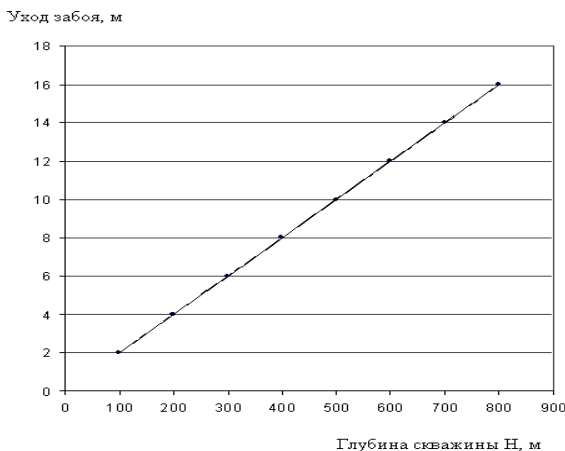


Рис. 2.1. Уход забоя технологических скважин

При деформации ячеек в реальном блоке вследствие ухода забоя скважин увеличивается или уменьшается линии тока во всех ячейках. Причем создается анизотропия для самых длинных линий тока, которые и определяют время закисления и время извлечения металла из продуктивного пласта до проектного значения – ε_{II} .

В соответствии с работами академика НАН РК, д. т. н., проф. Рогова Е. И., д. т. н. Язикова В. Г., д. т. н. Рогова А. Е. произойдет изменение в деформированных ячейках и основополагающего параметра – R_0 – радиуса ячейки.

Всякое увеличение радиуса ячейки, а оно неизбежно при уходе забоя, приведет к удлинению сроков закисления и сроков отработки продуктивного пласта в пределах ячейки и блока.

Обозначим через R_{∂} – деформированный радиус ячейки, тогда его с учетом параметра θ_j можно записать:

$$R_{\partial j} = \theta_j \cdot R_0, \text{ м} \quad (2.6)$$

Ясно, что $\theta_j > 1$ и в расчетных формулах по определению геотехнологических параметров ПСВ металлов следует внести соответствующие коррективы для всех рассматриваемых видов ячеек.

Время закисления T_z или время, необходимое для разового замещения – вытеснения раствором пластовых вод в объеме порового пространства обрабатываемого водоносного горизонта.

Время прохождения раствора по линии тока, длиной x , очевидно, выразится:

$$t = \frac{x}{\bar{V}_{\phi}}, \quad (2.7)$$

Для известных технологических схем вскрытия находим максимально длинные линии тока в пределах ячейки

$$\left. \begin{array}{l} \text{гексагональная схема} - \bar{x} = 1,366 R_0, \\ \text{квадратная схема} - \bar{x} = 1,418 R_0, \\ \text{рядная - обычная} - \bar{x} = \frac{R_0 (\xi + 0,5)}{\sqrt{\xi^2 + 0,25}} \\ \text{рядная - шахматная} - \bar{x} = \frac{R_0 (\xi + 0,5)}{\sqrt{\xi^2 + 0,25}} \\ \text{при } b=2a \text{ рядная} - \bar{x} = 1,21 R_0 \end{array} \right\} \quad (2.8)$$

Здесь в (2.8) принято R_0 – радиус ячейки;

a , b – расстояния между откачными скважинами и между закачным и откачным рядом соответственно, $b = \xi \cdot a$, м.

Подставляя в формулу (2.7) последовательно значения из (2.8) получим время закисления ячейки, блока или участка для различных схем вскрытия без учета деформации ячеек.

Гексагональная ячейка:

$$T_3 = \frac{160 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_\Pi}{\bar{K}_\phi \cdot nS_n \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.9)$$

Квадратная ячейка

$$T_3 = \frac{174 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_\Pi}{\bar{K}_\phi \cdot nS_n \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.10)$$

где $R_o = a$.

Рядная – обычная и рядная шахматная при $b = \xi \cdot a$:

$$T_3 = \frac{86,4 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_\Pi \cdot (\xi + 0,5)^2}{\bar{K}_\phi \cdot nS_n \cdot (\xi^2 + 0,25) \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.11)$$

где $R_o = \sqrt{a^2/4 + b^2}$.

При соотношении $b = 2a$ для рядной схемы имеем

$$T_3 = \frac{144 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_\Pi}{\bar{K}_\phi \cdot nS_n \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.12)$$

Для определения времени выщелачивания установим число прокачек ВР по кругу до полного извлечения металла с установленным коэффициентом извлечения ε_o . Масса ВР в одной ячейке:

$$W_p = \alpha \cdot R_o^2 \cdot M_3 \cdot \rho_n \cdot f, \quad (2.13)$$

где α – параметр для каждой схемы вскрытия, определен в работе [6]:

восьмигранник – 2,86;

шестигранник – 2,6;

квадрат – 2,0;

треугольник – 1,3;

прямоугольник – 1,6;

R_o – оптимальный радиус ячейки, м;

M_o – эффективная мощность продуктивного пласта, м;

ρ_n – плотность пород пласта, т/м³;

f – параметр отношения жидкого к твердому по массе.

Свободное для течения раствора пространство в ячейке:

$$W_o = \alpha \cdot R_o^2 \cdot M_o \cdot \bar{K}_n, \text{ м}^3 \quad (2.14)$$

Количество циклов по прокачке ВР, исходя из (2.13) и (2.14)

$$n = \frac{W_p}{W_o} = \frac{\rho_n \cdot f}{K_n}, \quad (2.15)$$

Определим суммарный путь L_B прокачивания растворов, исходя из (2.8) и (2.15), получим

$$\left. \begin{aligned} \text{гексагональная схема} - L_B &= \frac{1,366 \cdot \rho_n \cdot f \cdot R_o}{\bar{K}_n}, \text{ м}; \\ \text{квадратная схема} - L_B &= \frac{1,366 \cdot \rho_n \cdot f \cdot R_o}{\bar{K}_n}, \text{ м}, \\ \text{рядная обычная и рядная шахматная при} \\ b = \xi \cdot a; L_B &= \frac{(\xi + 0,5) R_o \cdot \rho_n \cdot f}{\sqrt{\xi^2 + 0,25 \cdot \bar{K}_n}} \\ \text{при } b = 2 \cdot a \text{ рядная; } L_B &= \frac{1,2 \cdot \rho_n \cdot f \cdot R_o}{\bar{K}_n}, \text{ м} \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

Средняя действительная скорость выщелачивания запишется в виде [4]:

$$\bar{V}_B = \frac{1,157 \cdot \beta \cdot \bar{K}_\phi \cdot (nS_H + S_o) \cdot \ln \left(\ln \frac{R_B}{R_c} \right)}{10^2 \cdot \bar{K}_H \cdot R_o}, \text{ м/сут.} \quad (2.17)$$

Подставляя в формулу (2.1) значения L_B и $\bar{V}_B$ из (2.16) и (2.17), получим искомое время выщелачивания ячейки, блока или участка:

гексагональная схема:

$$T_3 = \frac{160 \cdot R_o^2 \cdot \rho_H \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_\phi \cdot (nS_H + S_o) \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.18)$$

квадратная схема

$$T_3 = \frac{174 \cdot R_o^2 \cdot \rho_H \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_\phi \cdot (nS_H + S_o) \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.19)$$

рядная – обычная и рядная – шахматная при $b = \xi \cdot a$:

$$T_3 = \frac{(\xi + 0,5)^2 \cdot R_o^2 \cdot \rho_H \cdot f}{(\xi + 0,25) \cdot \bar{K}_\phi \cdot (nS_H + S_o) \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.20)$$

любая рядная при $b = 2a$:

$$T_3 = \frac{144 \cdot R_o^2 \cdot \rho_H \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_\phi \cdot (nS_H + S_o) \cdot \ln \left(\ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (2.21)$$

Здесь в формулах (2.9) ÷ (2.12) и (2.18) ÷ (2.22) приняты следующие установившиеся обозначения:

$\bar{K}_n$ – среднее по блоку значение коэффициента эффективной пористости доли ед.; для рудников ПСВ Казахстана $0,2 \leq K_n \leq 0,3$ при $\bar{K}_n = 0,25$;

n – параметр отношения числа ЗС в блоке к числу ОС

$$n = \frac{N_{zc}}{N_{oc}} > 1, \quad (2.22)$$

$\bar{K}_\phi$ – среднее для блока значение коэффициента фильтрации продуктивного пласта, м/сут;

R_c – радиус скважин, м;

ρ_n – плотность пород продуктивного пласта, т/м³;

f – отношение жидкого к твердому в блоке, безразмерная величина;

$$\beta = \frac{0,675}{f}, \text{ безразмерный параметр;}$$

S_n – динамический напор на ЗС, м.вод.ст;

S_o – депрессия на откачных скважинах, создаваемая погружными насосами, м. вод. ст.

Приведенные расчетные формулы для определения времени закисления и отработки блоков при ПСВ урана и других металлов получены для идеальных геометрических фигур: гексагональной, квадратной и прямоугольной. В дальнейшем приводим коррекцию этих формул для деформированных ячеек.

2.1. Определение времени отработки блоков с учетом деформации геометрических фигур ячеек в продуктивном горизонте

Положив в основу гидродинамического анализа линий тока при плоскорадиальной фильтрации ВР и ПР будем исходить из вполне понятного условия:

- чем длиннее линии тока в ячейке, тем дольше процесс фильтрации растворов в ней от закачных скважин к откачной.

Ясно, что при этом возрастают сроки отработки блоков до проектного извлечения металла и увеличиваются эксплуатационные затраты, т. е. растет себестоимость добываемого металла и падает прибыль ГДП с ПСВ металлов.

Следует отметить, что в расчетных моделях были установлены допустимые значения отклонений забоя скважины от его устья в функции от глубины скважин [5].

Все выполненные теоретические расчеты базировались на единых для всех схем критериях и допущениях, изложенных в [6]:

- отсутствуют пересечения забоев соседних технологических скважин;
- забой технологической скважины не выходит за пределы контура рудного тела;
- допустимые отклонения забоя скважины (ОД) от проектного положения составляют:

Глубина забоя скважины, м	ОД, м
100	2
200	4
300	6
400	8
500	10
600	12
700	14
800	16

- для прямоугольной формы гидродинамических ячеек наиболее оптимально соотношение сторон полуячейки, равное 2 и выше;

- максимальное допустимое расстояние между закачными и откачными технологическими скважинами 100 м.

В этой связи в дальнейшем будем рассматривать два состояния деформированных ячеек по допустимым – нормируемым и фактическим отклонениям забоя скважин от координат по X, Y на поверхности земли (см. приложения к диссертации).

Поскольку всякое увеличение сроков закисления по ячейкам блока и сроков извлечения металла увеличивает эксплуатационные затраты ΔZ по простейшей зависимости:

$$\Delta Z = C_z \cdot \Delta T, \$ \quad (2.23)$$

где C_z – суточные затраты по руднику ПСВ, \$/сут; тенге/сут.

ΔT – увеличение сроков закисления и извлечения металла в ячейке или блоке, сут.

В соответствии с неизменным увеличением некоторых линий тока по длине в деформируемой ячейке запишем ее радиус в двух необходимых для сравнения состояниях:

$$\left. \begin{aligned} R_{\partial} &= R_o + \Delta R_{\partial}, \text{ м} \\ R_{\partial} &= R_o + \Delta R_{\phi}, \text{ м} \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

где ΔR_{∂} – допустимые удлинение радиуса ячейки, вследствие ее деформации, м,

ΔR_{ϕ} – фактические удлинение радиуса ячейки при применении новых способов коррекции забоя по всей длине скважин, м; (см. последующие разделы диссертации).

Для получения в дальнейшем простых инженерных формул для определения времени закисления и эксплуатации ячейки и блока примем следующие вполне обоснованные допущения при добыче способом ПСВ урана для всего спектра изменяющихся параметров гидрогенных месторождений Казахстана.

$$\bar{K}_{\Pi} = 0,25; \quad R_c = 0,06 \div 0,08 \text{ м}; \quad 30 \leq R_o \leq 50 \text{ м};$$

$$\text{параметр } n = \frac{N_{zc}}{N_{oc}} \text{ для достаточно значимых блоков будет}$$

всегда равен:

$n = 2,6$ – гексагональная ячейка;

$n = 2,0$ – квадратная ячейка;

$n = 1,0$ – прямоугольная ячейка при $b = 2a$; $\xi=2$;

$$\ln\left(\ln\frac{R_o}{R_c}\right)=1,85.$$

Принимая оговоренные допущения путем подстановки их в расчетные формулы (2.9)÷(2.12) и (2.18)÷(2.22) после необходимых преобразований (упускаются) получим следующий ряд формул для деформируемых ячеек.

Время закисления ячейки или блока

$$T_z = 8,32 \cdot \frac{(R_o + \Delta R_i)^2}{\bar{K}_\phi \cdot S_n}, \text{ сут.}, \quad (2.25)$$

где ΔR_i допустимое – ΔR_o и фактическое ΔR_ϕ отклонение по (X, Y), м.

Квадратная ячейка

$$T_z = 11,76 \cdot \frac{(R_o + \Delta R_i)^2}{\bar{K}_\phi \cdot S_n}, \text{ сут.} \quad (2.26)$$

Рядная обычная и рядная шахматная при $b = 2a$:

$$T_z = 12,16 \cdot \frac{(R_o + \Delta R_i)^2}{\bar{K}_\phi \cdot S_n}, \text{ сут.} \quad (2.27)$$

Далее без промежуточных выводов приведем формулы для вычисления времени отработки блоков до проектного коэффициента извлечения металла ε_{II} при $\rho_{II} = 1,65 \text{ т/м}^3$.

Гексагональная ячейка

$$T_z = \frac{142,7(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_\phi \cdot (nS_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (2.28)$$

учитывая, что $\beta = \frac{0,675}{f}$, формула (23) упрощается и

будет иметь вид

при $n = 2,6$:

$$T_{\circ} = 211,7 \frac{(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f^2}{\bar{K}_{\phi} \cdot (2,6 \cdot S_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (2.29)$$

Квадратная ячейка (без вывода)

$$T_{\circ} = 230 \frac{(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f^2}{\bar{K}_{\phi} \cdot (2,0 \cdot S_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (2.30)$$

Прямоугольная ячейка при $b = 2a$:

$$T_{\circ} = 190 \frac{(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f^2}{\bar{K}_{\phi} \cdot (1,6 \cdot S_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (2.31)$$

2.2. Определение параметра ΔT сокращения времени отработки блоков при управлении уходом забоя скважин

Из приведенных здесь результатов теоретических исследований вытекает, что всякое приближенное координат по X и Y плоскости в продуктивном пласте забоя скважин к поверхностных координатам уменьшает сроки отработки блоков и сокращает затраты на добычу металлов. В этой связи определим аналитические зависимости экономии времени при отработке блоков. Будем сравнивать по формулам (2.18)÷(2.20) и (2.21)÷(2.24) два состояния по-разному деформированных ячеек в блоках из-за ухода забоя скважин. Первое состояние – это допустимые отклонения, которые обозначены ниже. Второе состояние – это вполне реальные и достигнутые значения ухода по 26 скважинам, приведенные в приложении диссертации.

Приведем формулы для определения времени сокращения процессов закисления и отработки блоков по двум указанным состояниям по простейшей формуле:

$$\Delta T = T_{\circ} - T_{\phi}, \quad (2.32)$$

где T_{∂} – время закисления и отработки блоков при допустимых отклонениях забоев скважин от их координат на поверхности, сут;

T_{ϕ} – время закисления и отработки блоков при фактически достигнутых отклонениях.

При этом эти параметры вычисляются по проведенным ниже формулам (2.18)÷(2.20) и (2.21)÷(2.24).

Далее приводим результаты этих выводов без промежуточных вычислений. Но, однако, заметим, что величина (2.32) по разному и с различной точностью может анализироваться, исходя из гидродинамического режима функционирования ячейки ПСВ металлов.

Поскольку в нашем исследовании далее рассматривается возможный эффект от применения различных способов коррекции направления при бурении скважин, то вычислим по (2.32) величины ΔT .

Процесс закисления ячеек и блока для различных схем вскрытия будет:

гексагональная ячейка

$$\Delta T_z = \frac{8,32}{\bar{K}_{\phi} \cdot S_n} \left[(R_o + \Delta R_{\partial})^2 - (R_o + \Delta R_{\phi})^2 \right], \text{ сут.} \quad (2.33)$$

Раскроем квадратные скобки в выражении (2.33), получим

$$\Delta T_z = \frac{8,32}{\bar{K}_{\phi} \cdot S_n} \left[2R_o(\Delta R_{\partial} - \Delta R_{\phi}) + \Delta R_o^2 - \Delta R_{\phi}^2 \right], \text{ сут.} \quad (2.34)$$

или после преобразований

$$\Delta T_z = \frac{8,32}{\bar{K}_{\phi} \cdot S_n} (\Delta R_{\partial} - \Delta R_{\phi}) (2R_o + \Delta R_{\partial} + \Delta R_{\phi}), \text{ сут.} \quad (2.35)$$

Если $\Delta R_{\partial} = \Delta R_{\phi}$, т. е. данные по допустимому уходу забоя совпадают, то ΔT_z будет равна нулю, что соответствуя физике процесса.

Аналогично запишем:
для квадратной ячейки

$$\Delta T_3 = \frac{11,76}{K_\phi \cdot S_n} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (2.36)$$

и для прямоугольной при $b = 2a$:

$$\Delta T_3 = \frac{1216}{K_\phi \cdot S_n} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (2.37)$$

Для срока отработки блоков по аналогии с формулами (2.35)÷(2.37) получены величины ΔT_9 в виде конечных выражений гексагональной ячейки

$$\Delta T_9 = 211,4 \frac{f^2}{K_\phi \cdot (2,6S_n + S_o)} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (2.38)$$

квадратная ячейка:

$$\Delta T_9 = 230 \frac{f^2}{K_\phi \cdot (2S_n + S_o)} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (2.39)$$

прямоугольная ячейка при $b = 2a$:

$$\Delta T_9 = 190 \frac{f^2}{K_\phi \cdot (1,6S_n + S_o)} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (2.40)$$

Анализируя полученные формулы для ΔT_3 и ΔT_9 приходим к выводам:

- величины ΔT_3 обратно пропорционально коэффициенту фильтрации продуктивного пласта и динамическому напору на ЗС и прямо пропорционально параметрам ΔR_∂ и ΔR_ϕ ;

- величина ΔT_9 прямо пропорциональна квадрату параметра f = Ж:Т, уходу забоя скважины ΔR_∂ и ΔR_ϕ и обратно пропорциональна коэффициенту фильтрации продуктивного пласта и суммарному динамическому напору на ЗС и ОС в ячейке.

2.3. Математическая модель концентрации продуктивного раствора по времени для деформированных ячеек

Одной из основополагающих зависимостей для оценки эффективности процесса подземного скважинного выщелачивания (ПСВ) металлов является функция продуктивности рабочего раствора от времени эксплуатации блока. Такая зависимость, как правило, устанавливается экспериментальным путем на промышленном опытном участке, который отрабатывается перед эксплуатацией всего месторождения. Другой путь для установления этой зависимости состоит в решении известных дифференциальных уравнений кинетики процесса ПСВ урана, который пока не дает надежных результатов. Нами предлагается экспериментально-аналитический метод решения указанной задачи, основанный только на одной экспериментальной зависимости – коэффициента извлечения урана от времени эксплуатации блока, участка или месторождения и уже с учетом деформации ячеек вследствие ухода забоя скважин при их бурении.

Путем аналитических исследований ранее авторами была получена следующая зависимость [5]:

$$C_{np}(t) = \frac{2,9 \cdot m \cdot \beta \cdot \left(\ln \frac{R_o}{R_c} + S_k \right) \cdot R_o^2}{Q_{oc}} \cdot \frac{[1 - \exp(-C_1 t)]}{t}, \text{ мг/л, } (2.41)$$

где t – период времени в годах.

Функция $\psi(t)$ на интервале времени $0 \leq t \leq 10$ является перевернутой известной кинетической кривой с максимумом в начале координат $\max \psi(t) = C_1$ и минимуме на конце $\psi(10) = 0,1$.

Это свойство функции очень важное для дальнейших исследований. Возвращаясь к уравнению (2.41), назовем пиковой (максимальной) концентрацией продуктивного раствора величину:

$$\hat{C}_{np} = 2,9 \frac{\beta \cdot m \cdot \left(\ln \frac{R_o}{R_c} + S_k \right) \cdot R_o^2}{Q_{oc}}, \text{ мг/л } (2.42)$$

По физическому смыслу ясно, что

$$C_{np}(t) = C_{np} \cdot \psi(t), \quad (2.43)$$

Таким образом был получен первый довольно важный результат в виде уравнения (2.43).

Функцию распределения продуктивности раствора по времени представляется сложной вначале возрастающей за некоторое время – T_0 кривой, а затем убывающей за $t \rightarrow \infty$.

Если теперь принять во внимание условия деформации ячеек (2.24), то функция продуктивности раствора на ОС от времени выразится в виде:

$$C_{np}(t) = \frac{2.9 \cdot \bar{m} \cdot \beta \left(\ln \frac{R_0 + \Delta R_\phi}{R_c} + S_k \right) (R_0 + \Delta R_\phi)^2}{Q_{OC} \left(1 - \frac{\exp(C_1 t)}{t} \right)}, \text{ мг/л} \quad (2.44)$$

где S_k – показатель скан эффекты безразмерная величина;

$\bar{m}$ – средняя продуктивность пласта в ячейке или блоке, кг/м²;

Q_{oc} – дебит откачной скважины, м³/сут;

C_1 – первая кинематическая постоянная, 1/год.

Анализ формулы (2.44) показывает, что содержание металла в ПР растет с увеличением ΔR_ϕ по сложному нелинейному закону и от времени $\psi(t)$.

Эту функцию (2.44) запишем в виде

$$C_{np(t)} = \frac{e \cdot \hat{C}_{np}(t - t_3) \cdot e^{-(t-t_3)/C_1'}}{C_1'}, \quad (2.45)$$

где t_3 – время закисления ячейки или блока, сут;

C_1' – некоторая постоянная величина, определяемая статистическим путем для каждого типа месторождения, имеющая размерность времени в годах;

$\hat{C}_{np}$ – максимальное значение продуктивности ПР, которое рекомендуется определять по зависимости для любого блока с любой ячейкой:

$$\hat{C}_{np}(t) = \frac{37,7 \cdot \theta \cdot n \cdot (R_0 + \Delta R_\phi)^2}{K_\phi \cdot \bar{M}_\phi \cdot (n \cdot S_H + S_0)}, \text{ мг/л} \quad (2.46)$$

где θ – геометрический параметр ячейки, оговорен ниже.

Легко убедиться, что функция достигает своего максимума для времени:

$$t_0 = t_3 + C'_1 \quad (2.47)$$

и тогда:

$$C_{np}(t_0) = \hat{C}_{np}, \text{ мг/л} \quad (2.48)$$

следовательно, параметр C'_1 может быть определен экспериментально по простейшей формуле:

$$C'_1 = t_0 - t_3, \quad (2.49)$$

где t_0 – время фиксируется по пробам продуктивности растворов.

Таким образом нами установлены закономерность (2.46), позволяющая учитывать деформацию ячеек в продуктивном пласте.

Выводы по разделу:

1. Установлены аналитические зависимости для определения времени закисления и обработки продуктивного пласта в пределах деформирования ячейки или блока.

2. Время закисления в деформированной ячейке продуктивного пласта прямо пропорционально квадрату ухода забоя скважину от её координат на и вверх посту.

3. Время эксплуатации блока до проектного извлечения металла при ПСВ нелинейно по квадратическому закону возрастает от параметра ухода забоя скважин в продуктивном пласте.

4. Максимальное (пиковое) содержание урана $\hat{C}_{np}$ нелинейно возрастает от величины фактического приращения радиуса ячейки – ΔR_ϕ , но при этом удлиняются сроки отработки блоков.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СЖАТОЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

3.1. Основные принципы формирования модели

Процесс искривления скважины определяется комплексом факторов, суммарное воздействие которых может быть оценено только с позиций системного подхода. Кратко остановимся на основных принципах системного подхода, чтобы далее не возвращаться к общим вопросам. Процесс искривления или система направленного бурения включает очень много элементов (факторов, параметров), но не все они одинаково важны для функционирования системы. Возникает вопрос, какие факторы учитывать в моделях системы. Системный подход требует учёта в первую очередь наиболее важных параметров (факторов), совершенно необходимых для достижения системы.

Как отмечают А. А. Погарский, К. А. Чефранов и О. П. Шишкин [34], *«...речь идёт не об абсолютной важности того или иного элемента системы, а об относительной важности его в сравнении с другими, быть может, ещё более важными элементами, на фоне которых он может выглядеть малозначимым, второстепенным. Тот, кто требует учёта всех элементов, в действительности следует не системному, а огульному подходу, не делает различия между элементами, придерживается «уравниловки» в их оценке».*

Е. А. Козловский, В. М. Питерский и М. А. Комаров [35] обращают внимание исследователей на самые главные требования, предъявляемые к факторам при построении математической модели процесса на основе детерминированного подхода. Это требования управляемости (измеряемости с заданной точностью), однозначности (фактор должен непосредственно воздействовать на объект, а не быть функцией других параметров), совместимости (осуществимость и безопасность) и независимости (ни один из факторов не может быть представлен комбинацией других).

Исходя из этих требований, в рассматриваемых моделях учитываются, в основном, технологические и технические факторы – осевая нагрузка, длина колонкового набора,

диаметры скважины и компоновки, частота вращения снаряда, жёсткость колонны и связанная с ней длина полуволны. Есть ещё один фактор, который трудно однозначно отнести к той или иной группе классификации – геологической, технологической или технической. Это kern, точнее, его количество, которое зависит и от физико-механических свойств породы – твёрдости, объёмного веса, трещиноватости, и от способа бурения или разрушения, и от продолжительности и длины рейса (цикла при бурении комплексом *ССК*).

Вместе с тем, в моделях не находит своего отражения главный геологический фактор, определяющий направление (знак) искривления, – это анизотропность горных пород. Прежде всего, не столько потому, что многие попытки формализовать связи между интенсивностью искривления и анизотропией привели к априорным выводам в виде приближённых зависимостей, а только потому, что анизотропность как элемент математической модели не отвечает и даже противоречит основным принципам системного подхода – управляемости, измеряемости с заданной точностью, однозначности и независимости.

В ускорении и удешевлении проводки глубоких и в особенности, вертикально или наклонно направленных скважин существенное значение имеют сведения о длине полуволны бурильной колонны, так как один из основных технологических факторов – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент – создаётся сжатой частью бурильной колонны.

Исследованию динамики бурильной колонны уделялось большое внимание. За последние годы результаты расчётов компоновки нижней части колонны в странах СНГ (М. М. Александров, В. Г. Григулецкий, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов и др.[74]) и за рубежом (Г. Вудс, А. Лубинский [75]) стали совпадать, что объективно свидетельствует о правильности тех или иных расчётов. Научно обоснованное представление о параметрах низа бурильной колонны значительно облегчает решение задач, связанных с искривлением скважины.

В настоящей работе расчёт длины полуволны бурильной колонны производится по методике Г. Вудса и А. Лубинского с

использованием номограммы Б. З. Султанова [74, 75]. Отказ в данном случае от формул Г. М. Саркисова, А. Н. Динника, Б. И. Воздвиженского, М. Г. Васильева и др. [79], вполне закономерен, потому что ими не учитывается один из важнейших факторов искривления скважин – зенитный угол скважины.

До настоящего времени отсутствуют практические расчёты компоновок, в частности, длины полуволн для бурильных труб нового российского стандарта, а также импортных типа BQ , NQ и HQ (США), получающих всё большее распространение на предприятиях минерально-сырьевого комплекса страны.

Таким образом, формирование математической модели зенитного искривления скважин осуществляется в дальнейшем с учётом изложенного выше. Прежде всего, охват моделью только наиважнейших факторов, сильно влияющих на искривление, математическая детерминированность которых подтверждена опытом направленного бурения.

3.2. Форма изогнутой бурильной колонны

Если скважина прямолинейна и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент (долото) отсутствует, бурильная колонна также прямолинейна [36]. При достаточно малой нагрузке на долото колонна остаётся прямолинейной. Осевая нагрузка по мере увеличения достигает критического значения, при котором бурильная колонна изгибается и соприкасается со стенкой скважины – это явление называется продольным изгибом первого порядка. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки она приобретает новое критическое значение, при котором бурильная колонна изгибается вторично – это изгиб второго порядка. При ещё больших нагрузках происходит изгиб третьего и высших порядков.

Форма изогнутой бурильной колонны при критическом значении осевой нагрузки показана на рис. 3.1. Каждая кривая на рисунке представляет ось бурильной колонны. Точка O соответствует нижнему концу бурильной колонны, где находится долото (при бурении без отбора керна), переходник колонкового набора (при бурении с отбором керна).

Расстояние по вертикали измеряется в безразмерных

единицах. Длина одной безразмерной единицы веса нижней свечи в зависимости от типа бурильной колонны колеблется в пределах 8,88–19,64 м. Следовательно, при изгибе любого порядка форма изогнутой оси колонны остаётся почти без изменения независимо от того из нормальных или утяжелённых бурильных труб составлена нижняя часть колонны.

На рис. 3.1. a точка N_1 показывает положение нейтрального сечения (1,94 безразмерной единицы над долотом или переходником); точка T_1 является точкой касания. Положение нейтрального сечения определяется следующими условиями.

Вес в глинистом растворе части бурильной колонны, расположенной ниже нейтрального сечения, равен нагрузке на долото или переходник. Нейтральное сечение отличается от сечения колонны, в котором нет ни сжатия, ни растяжения; положение такого сечения меняется под влиянием гидростатического давления и давления, создаваемого насосами.

По мере увеличения осевой нагрузки от критического значения первого порядка до второго порядка форма оси бурильной колонны постепенно изменяется от кривой α к кривой δ . Последняя (нейтральная точка N_2 , точка касания T_1) соответствует критическим условиям второго порядка. Сравнение кривых α и δ показывает, что часть колонны, расположенная близ долота или переходника, изгибается всё больше, в то же время как часть колонны, расположенная выше точки касания, постепенно выпрямляется.

Когда нагрузка на долото или переходник становится больше критической второго порядка, колонна изгибается вторично и её деформация быстро возрастает при небольшом приращении нагрузки на долото или переходник. Кривая B показывает форму бурильной колонны в тот момент, когда вторая полуволна соприкасается со стенкой скважины в точке T_3 .

3.3. Критические условия

Каждой нагрузке на долото или переходник соответствует определённое расстояние между долотом или переходником и нейтральным сечением. Критическая величина этого расстояния зависит от типа бурильных или утяжелённых труб и удельного веса

промывочной жидкости (глинистого раствора, воды). Очень удобно измерять расстояния не в метрах, а в безразмерных единицах; это даёт результаты, не зависящие от типа бурильных труб, утяжелённого низа и удельного веса промывочной жидкости.

Г. Вудс и А. Лубински было установлено, что продольный изгиб первого и второго порядков происходит тогда, когда расстояние от нейтрального сечения до долота или переходника составляет соответственно 1,94 и 3,75 безразмерных единиц. Длина одной безразмерной единицы (б.е.) веса в метрах определяется следующим выражением [75]:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{E \cdot I}{10^{-2} \cdot P_T}} \text{ м}, \quad (3.1)$$

где E – модуль Юнга для стали в кН/см^2 ;

I – момент инерции поперечного сечения бурильной трубы в см^4 ;

P_T – вес 1 м бурильной трубы в промывочной жидкости в кН/м .

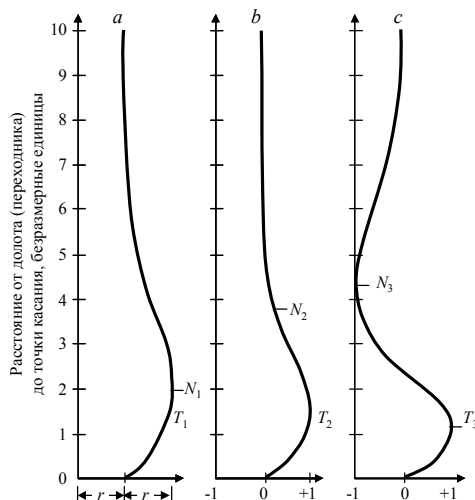


Рис. 3.1. Форма изогнутой бурильной колонны при критическом значении осевой нагрузки:

a – критические условия первого порядка; b – критические условия второго порядка; c – непосредственно перед моментом касания

полуволны второго порядка со стенкой скважины; r – кажущийся радиус скважины, т. е. максимально возможный прогиб; O – точка, соответствующая нижнему концу бурильной колонны

Например, по формуле (3.1) определим значения m для бурильной трубы снаряда со съёмным керноприёмником ССК-59:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (5,5^4 - 4,5^4)}{10^{-2} \cdot 6 \cdot 64}} = 9,7 \text{ м.}$$

Вес отрезка бурильной трубы ССК-59 в 1 безразмерную единицу равен $mp_T = 9,7 \cdot 6 = 0,582$ кН, следовательно, критическая нагрузка первого порядка для колонны ССК-59 равна $1,94 \cdot 58,2 = 1,13$ кН, критическая нагрузка второго порядка $3,75 \cdot 58,2 = 2,18$ кН.

3.4. Определение длины нижней полуволны

Длина нижней полуволны L_T зависит от осевой нагрузки, зенитного угла скважины θ и определяется соотношением

$\theta \cdot m/r$, где θ – зенитный угол скважины; m – уже известная величина; r – кажущийся радиус ствола скважины в метрах.

Под кажущимся радиусом ствола подразумевается стрела прогиба колонны r в скважине определенного диаметра. Величина кажущегося радиуса скважины r определяется из выражения

$$r = \frac{D_c - d_T}{2}, \text{ м,} \quad (3.2)$$

где D_c и d_T – соответственно диаметры скважины и бурильной колонны.

Для нагрузок от $0,8 \cdot mp_T$ до $8 \cdot mp_T$ и величина $\theta \cdot m/r \leq 1000$ расстояние L_T в безразмерных единицах представлено номограммой А. Лубинского и Г. Вудса (рис. 3.2); отличием аналогичной номограммы Б. З. Султанова (рис. 3.3) является то, что она подсчитана для нагрузок 1; 5 и $10 \cdot mp_T$ и при $\theta \cdot m/r \geq 1000$.

В табл. 3.1 М.Ж. Музапаровым [91] приводится величина L_T для

больших зенитных углов $\theta \cdot m/r \leq 5000$ и осевых нагрузок $0,8 - 20 \cdot m_{rT}$. При соотношении $\theta \cdot m/r \geq 5000$ рекомендуется пользоваться номограммой Б. З. Султанова [74] (рис. 3.3).

Таблица 3.1

Длина полувоины L_T , безразмерные единицы

$\theta \cdot m/r$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
	0,8-2	4	8	12	16	20
10		0,970	1,208	0,890		
20		0,870	1,046	0,820		
30		0,830	0,950	0,770		
40		0,800	0,880	0,730		
50		0,770	0,829	0,700		
60		0,740	0,788	0,670		
70		0,720	0,755	0,650		
80		0,700	0,726	0,630		
90		0,680	0,703	0,610		
100		0,660	0,681	0,599		
110		0,650	0,667	0,588		
120		0,640	0,653	0,578		
130		0,630	0,640	0,568		
140		0,620	0,629	0,559		
150		0,610	0,619	0,550		
160		0,600	0,608	0,542		
170		0,590	0,598	0,536		
180		0,580	0,590	0,530		
190		0,570	0,581	0,525		
200	0,580	0,565	0,540	0,520	0,500	0,461
210	0,572	0,558	0,535	0,515	0,494	0,458
220	0,565	0,552	0,528	0,510	0,488	0,455
230	0,559	0,546	0,523	0,506	0,483	0,452
240	0,553	0,541	0,519	0,500	0,479	0,450
250	0,548	0,536	0,515	0,496	0,475	0,447
260	0,543	0,531	0,510	0,492	0,470	0,445
270	0,538	0,527	0,507	0,488	0,466	0,442
280	0,533	0,523	0,504	0,485	0,463	0,440
290	0,529	0,519	0,501	0,482	0,461	0,438

300	0,525	0,516	0,498	0,479	0,459	0,436
320	0,514	0,508	0,490	0,473	0,452	0,432
340	0,505	0,501	0,484	0,467	0,446	0,426
360	0,498	0,496	0,479	0,462	0,442	0,423
380	0,492	0,490	0,474	0,458	0,438	0,420
400	0,488	0,486	0,470	0,454	0,435	0,416
420	0,480	0,480	0,466	0,449	0,431	0,412
440	0,476	0,476	0,461	0,445	0,427	0,410
460	0,471	0,471	0,457	0,441	0,424	0,409
480	0,467		0,454	0,438	0,421	0,407
500	0,464		0,450	0,434	0,419	0,405
θ·м/г	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
	0,8-2	4	8	12	16	20
520	0,459		0,446	0,431	0,417	0,403
540	0,457		0,443	0,428	0,415	0,400
560	0,454		0,440	0,425	0,412	0,398
580	0,451		0,438	0,442	0,409	0,395
600	0,449		0,436	0,420	0,408	0,392
620	0,446		0,432	0,418	0,405	0,389
640	0,443		0,428	0,415	0,401	0,386
660	0,441		0,427	0,413	0,400	0,385
680	0,438		0,425	0,411	0,398	0,383
700	0,437		0,423	0,410	0,397	0,379
740	0,431		0,418	0,405	0,392	0,375
800	0,425		0,412	0,399	0,387	0,371
850	0,419		0,408	0,395	0,383	0,367
900	0,414		0,404	0,391	0,379	0,364
950	0,409		0,398	0,387	0,376	0,361
1000	0,401		0,391	0,381	0,371	0,355
1050	0,396		0,386	0,377	0,366	0,350
1100	0,391		0,381	0,373	0,361	0,346
1150	0,386		0,376	0,369	0,357	0,342
1200	0,381		0,372	0,365	0,353	0,339
1250	0,376		0,368	0,361	0,350	0,336
1300	0,372		0,365	0,358	0,347	0,333
1350	0,368		0,361	0,354	0,344	0,330
1400	0,364		0,358	0,351	0,341	0,327
1450	0,361		0,355	0,348	0,338	0,324
1500	0,358		0,352	0,345	0,336	0,322
1550	0,355		0,350	0,343	0,333	0,320

1600	0,352		0,348	0,341	0,331	0,318
1650	0,349		0,346	0,338	0,329	0,316
1700	0,346		0,344	0,336	0,327	0,314
1750	0,343		0,341	0,333	0,325	0,312
1800	0,340		0,339	0,321	0,323	
1850	0,337		0,336	0,328	0,320	0,310
1900	0,334		0,333	0,325	0,317	0,308
1950	0,331		0,331	0,323	0,315	0,306
2000	0,329			0,322	0,314	0,304
2100	0,325			0,319	0,312	0,302
2200	0,321			0,316	0,310	0,300
2300	0,318			0,313	0,308	0,297
2400	0,315			0,311	0,306	0,295
2500	0,312			0,308	0,303	0,293
2600	0,309			0,305	0,300	0,291
2700	0,307			0,303	0,298	0,289
2800	0,304			0,300	0,295	0,287
2900	0,302			0,298	0,293	0,285
3000	0,298			0,296	0,292	0,284
θ·m/r	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
	0,8-2	4	8	12	16	20
3100	0,296			0,295	0,291	0,284
3200	0,294				0,290	0,284
3300	0,292				0,288	0,282
3400	0,290				0,287	0,281
3500	0,288				0,284	0,279
3600	0,286				0,282	0,277
3800	0,282				0,280	0,275
4000	0,278					0,273
4100	0,276					0,271
4200	0,274					0,268
4300	0,272					0,266
4500	0,268					0,264
4600	0,266					0,262
4700	0,264					0,260
4900	0,260					0,258
5000	0,258					0,258

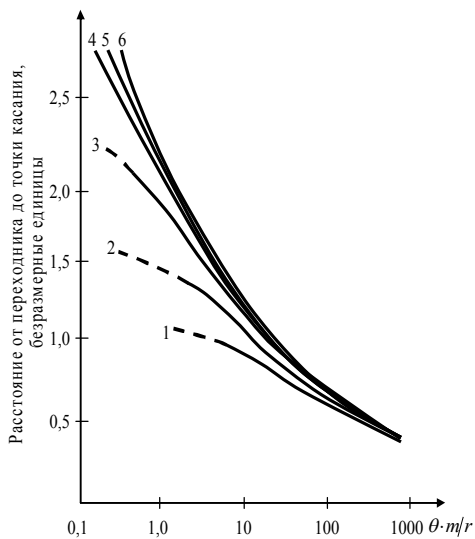


Рис. 3.2. Положение точки касания:
 1 – нагрузка 8 безразмерных единиц (б.е.);
 2 – 4 б.е.; 3 – 2 б.е.; 4 – 1,2 б.е.; 5 – 1,0 б.е.; 6 – 0,8 б.е.

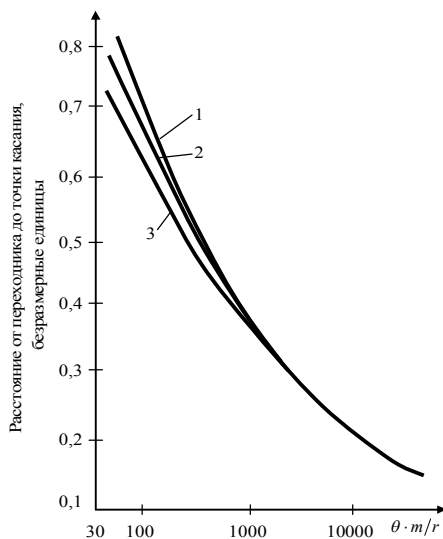


Рис. 3.3. Положение точки касания:
 1 – нагрузка 1,0 б.е.; 2 – 5 б.е.; 3 – 10 б.е.

Расчет длины нижней полуволны бурильной колонны HQ

Исходные данные: диаметр скважины $D_c = 96$ мм, вес 1 м бурильной трубы 0,114 кН в воздухе; бурение осуществляется водой.

Необходимо рассчитать длины полуволн бурильной колонны HQ для осевых нагрузок 3,30–12,0 кН в диапазоне зенитных углов направленной скважины $0 \dots 50^\circ$.

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны HQ в воде

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (8,89^4 - 7,78^4)}{10^{-2} \cdot 11,4 \cdot 0,84 \cdot 64}} = 14,5 \text{ м.}$$

Вес одной безразмерной единицы

$$m \cdot p_T \cdot 14,5 \cdot 0,84 \cdot 11,4 = 1,4385 \text{ кН.}$$

Заданные осевые нагрузки:

- 3,0 кН : 1,4385 кН ≈ 2 б.е.; 4,5 кН : 1,4385 кН ≈ 3 б.е.;
- 600 даН : 143,85 даН ≈ 4 б.е.; 750 даН : 143,85 даН ≈ 5 б.е.;
- 900 даН : 143,85 даН ≈ 6 б.е.; 1050 даН : 143,85 даН ≈ 7 б.е.;
- 1200 даН : 143,85 даН ≈ 8 б.е.

Соотношение

$$\frac{m}{r} = \frac{14,5 \cdot 2}{0,096 - 0,0889} = 4085.$$

Результаты расчетов L_T для бурильной колонны HQ приводятся в табл. 3.2.

Таблица 3.2
Длина полуволны бурильной трубы HQ

Зенитный угол скважины θ , град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$, $\frac{m}{r} = 4020$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах							
			2		4		6		8	
			в килоньютонах (кН)							
			300		600		900		1200	
			длина полуволны							
гра- дусы	ради- ан		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м

1	0,0174	71,073	0,752	10,9	0,718	10,41	0,700	10,2	0,683	9,9
5	0,0873	356,5769	0,500	7,25	0,498	7,22	0,489	7,09	0,480	6,96
10	0,1745	712,7453	0,436	6,32	0,436	6,27	0,429	6,22	0,422	6,12
15	0,2618	1069,322	0,394	5,71	0,394	5,68	0,389	5,64	0,384	5,57
20	0,3491	1425,899	0,362	5,25	0,362	5,25	0,361	5,23	0,360	5,22
25	0,4363	1782,067	0,341	4,94	0,341	4,94	0,341	4,94	0,340	4,93
30	0,5236	2138,644	0,324	4,70	0,324	4,70	0,324	4,70	0,324	4,70
35	0,6109	2395,221	0,312	4,64	0,312	4,64	0,312	4,64	0,312	4,64
40	0,6981	2851,390	0,303	4,39	0,303	4,39	0,303	4,39	0,303	4,39
45	0,7854	3207,966	0,294	4,26	0,294	4,26	0,294	4,26	0,294	4,26
50	0,8730	3565,769	0,287	4,16	0,287	4,16	0,287	4,16	0,287	4,16

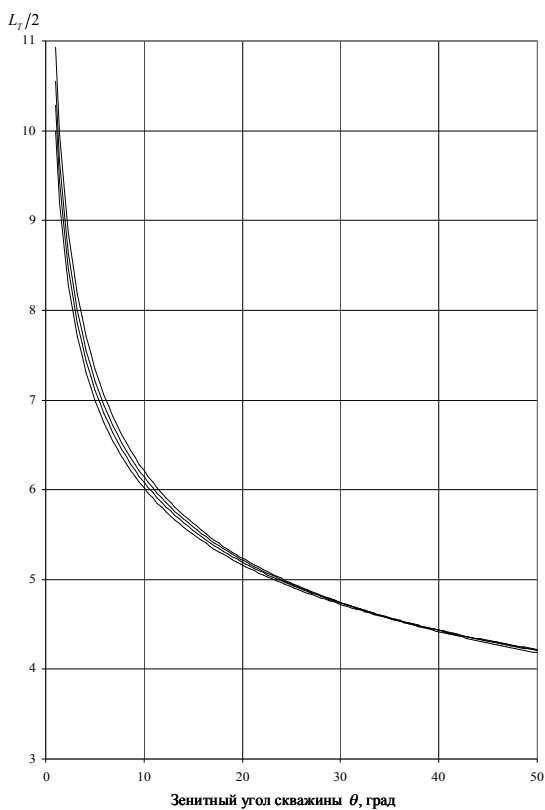


Рис. 3.4. Длина полуволны буровой колонны HQ в геотехнологической скважине диаметром 96 мм (осевая нагрузка 8–12 кН)

Длина полуволены бурильной трубы СБТ-50. Исходные данные: диаметр скважины $D_c=161$ мм, вес 1 м СБТ-50 в воздухе 0,67 кН, плотность глинистого раствора $\gamma=1,15-1,2$ г/см³.

Требуется рассчитать длины полуволен СБТ-50 для зенитных углов скважины от 1 до 45 градусов и осевых нагрузок 4,9–73,5 кН.

Решение. Длина безразмерной единицы веса СБТ-50 в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (5,0^4 - 3,9^4)}{10^{-2} \cdot 64 \cdot 0,85 \cdot 6,75}} = 9,05 \text{ м.}$$

Вес одной безразмерной единицы

$$P_T = 9,05 \cdot 0,67 = 6,06 \text{ кН.}$$

Заданные осевые нагрузки:

- 4,90 кН : 6,06 кН = 0,8 б.е.; 6,13 кН : 6,06 кН = 1,0 б.е.;
- 7,35 кН : 6,06 кН = 1,2 б.е.; 49,0 кН : 6,06 кН = 8 б.е.;
- 73,5 кН : 6,06 кН = 12 б.е.

Диаметр скважины $D_c=161$ мм

Соотношение:

$$\frac{m}{r} = \frac{9,15 \cdot 2}{0,161 - 0,050} = 165.$$

Результаты расчетов L_T для СБТ-50 приводятся в табл. 3.3 и на рис. 3.5.

Таблица 3.3

Длина полуволены бурильной колонны СБТ-50 в геотехнологической скважине диаметром 161 мм

Зенит ный угол θ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$, $\frac{m}{r} = 165$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)							
		8 (49)		1,0 (6,13)		1,2 (7,35)		12 (73,5)	
		Длина полуволны							
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м

1	2,89	1,05	9,6	1,64	15,0	1,58	14,4	0,98	9,0
2	5,76	1,0	9,1	1,35	12,3	1,3	11,9	0,95	8,7
3	8,65	0,95	8,7	1,3	11,9	1,3	11,9	0,92	8,4
4	11,5	0,92	8,4	1,2	11,0	1,2	11,0	0,89	8,1
5	14,4	0,89	8,1	1,1	10,1	1,1	10,1	0,86	7,8
10	28,7	0,86	7,8	0,95	8,7	0,95	8,7	0,75	6,8
15	43,2	0,73	6,7	0,85	7,8	0,85	7,8	0,7	6,4
20	57,6	0,67	6,1	0,8	7,3	0,8	7,3	0,64	5,8
25	72,0	0,65	5,9	0,75	6,9	0,75	6,9	0,63	5,7
30	86,4	0,63	5,7	0,72	6,6	0,72	6,6	0,62	5,6
35	100,8	0,61	5,6	0,68	6,2	0,68	6,2	0,6	5,5
40	115,2	0,6	5,5	0,66	6,0	0,66	6,0	0,58	5,3
45	129,6	0,58	5,3	0,64	5,8	0,64	5,8	0,56	5,1

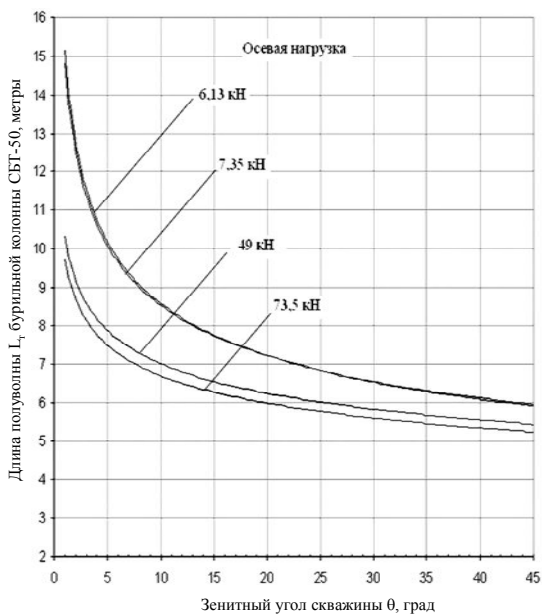


Рис. 3.5. Длина полувагоны буровой колонны СБТ-50 в геотехнологической скважине диаметром 161 мм (осевая нагрузка 6–73 кН)

Диаметр скважины D_c=132 мм

Соотношение:

$$\frac{m}{r} = \frac{9,15 \cdot 2}{0,132 - 0,050} = 223 \text{ .}$$

Результаты расчетов L_T для СБТ-50 приводятся в табл. 3.4 и на рис. 3.6.

Таблица 3.4

Длина полуволны бурильной колонны СБТ-50 в геотехнологической скважине диаметром 132 мм

Зенит- ный угол θ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$, $\frac{m}{r} = 223$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)							
		8 (49)		1,0 (6,13)		1,2 (7,35)		12 (73,5)	
		Длина полуволны							
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	3,9	1,0	9,15	1,50	13,7	1,45	13,3	1,0	8,1
2	7,78	0,95	8,7	1,3	11,9	1,32	12,1	0,89	8,0
3	11,68	0,9	8,2	1,2	11,0	1,2	11,0	0,87	7,9
4	15,56	0,88	8,0	1,15	10,5	1,15	10,5	0,85	7,8
5	19,47	0,84	7,7	1,05	9,6	1,05	9,6	0,82	7,5
10	38,9	0,74	6,8	0,95	8,7	0,95	8,7	0,74	6,8
15	58,38	0,67	6,1	0,85	7,8	0,85	7,8	0,67	6,1
20	77,85	0,65	5,9	0,8	7,3	0,8	7,3	0,63	5,7
25	97,3	0,62	5,7	0,75	6,9	0,75	6,9	0,59	5,4
30	116,76	0,58	5,3	0,72	6,6	0,72	6,6	0,58	5,3
35	136,2	0,55	5,0	0,68	6,2	0,68	6,2	0,56	5,1
40	155,57	0,53	4,8	0,66	6,0	0,66	6,0	0,54	4,9
45	175,14	0,52	4,7	0,64	5,8	0,64	5,8	0,53	4,8

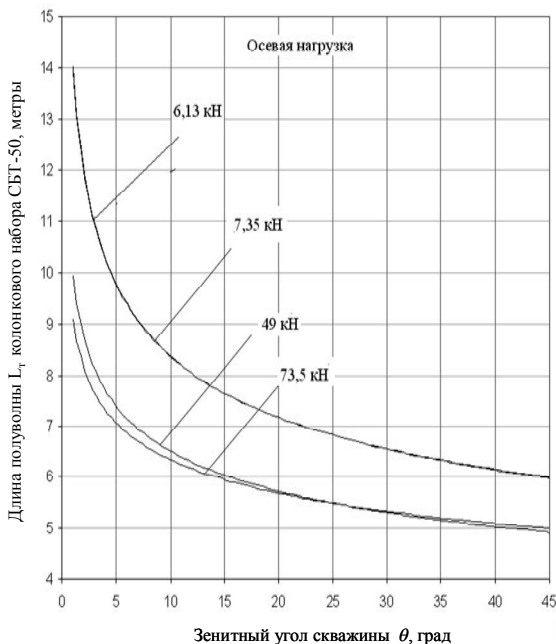


Рис. 3.6. Длина полувоины колонкового набора СБТ-50 с диаметром 132 мм (осевая нагрузка 6–73 кН)

Выводы по третьему разделу

1. Разработана математическая модель зенитного искривления скважины, позволяющая прогнозировать важнейшие факторы, влияющие на искривление.

2. Установлена зависимость зенитного угла скважины от длины компоновки низа бурильной колонны и длины полувоины бурильной колонны, позволяющая управлять трассой геотехнологических скважин.

4. ОБЩАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ ДЛИНЫ ЗАБОЙНОЙ КОМПОНОВКИ

4.1. Модель стабилизирующей длины забойной компоновки при бурении с отбором керна

Для определения стабилизирующей длины колонкового набора при высокооборотном вращательном бурении комплексом HQ следует перейти к динамической модели, полагая, что колонна может вращаться как жесткое тело вокруг оси скважины или как гибкий вал – вокруг своей собственной оси. Следовательно, необходимо учитывать силы инерции, прибегая к методу кинестатики [38].

При установившемся вращении забойная компоновка движется с постоянной угловой скоростью ω по стенке скважины. Схематизируя КНБК (рис. 4.1) в виде однородного круглого диска с точечной массой Q и радиуса r , равного половине диаметра колонкового набора, определим динамические реакции подпятника R_{Ay} (забой скважины) и подшипника R_{By} (точка касания нижней свечи бурильной колонны стенок скважины), если $OA = L$ – длина колонкового набора и $OB = L_T$ – длина полуволны. Центр тяжести диска C отстоит от оси вращения на расстоянии $OC = a$. ZOY – апсидальная плоскость; ось X – азимут простирания пород, θ – зенитный угол скважины; висячая и лежачая стенки показаны на рис. 4.1.

Диск под действием M вращается вокруг оси Z скважины, перпендикулярной к его плоскости. Приняв за центр приведения сил инерции центр тяжести диска C , обозначив центробежную $F_n^{(I)}$, тангенциальную $F_\tau^{(I)}$, составляющие главного вектора, $M_c^{(I)}$ – главный момент инерции:

$$F_n^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \omega^2, \quad (4.1)$$

$$F_\tau^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \alpha, \quad (4.2)$$

Подставив сюда значения $F_n^{(I)}$, $F_\tau^{(I)}$, $M_c^{(I)}$ и решив систему уравнений, получим:

$$R_{Ax} = -\frac{L_T}{L_T + L} \cdot \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \alpha, \quad (4.10)$$

$$R_{Ay} = \frac{Q \cdot a - \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \omega^2 \cdot L_T}{L_T + L}, \quad (4.11)$$

$$R_{Az} = 0, \quad (4.12)$$

$$R_{Bx} = -\frac{Q \cdot a \cdot \alpha \cdot L}{g \cdot (L_T + L)}, \quad (4.13)$$

$$R_{By} = -\frac{Q \cdot (a \cdot g + a \cdot \omega^2 \cdot L)}{g \cdot (L_T + L)}, \quad (4.14)$$

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2 \cdot a^2) \cdot \alpha. \quad (4.15)$$

Совершая в этой задаче приведение сил инерции диска, можно было за центр приведения выбрать любую точку диска. Так, если за центр приведения взять точку O , то силы $F_n^{(I)}$ и $F_\tau^{(I)}$, оставаясь неизменными по величине и направлению, окажутся приложенными в точке O . При этом первые пять уравнений остаются неизменными, а шестое принимает вид:

$$\sum_{k=1}^n m_Z(F_K) = M + M_Z^{(I)} = 0. \quad (4.16)$$

Решая это уравнение, получаем

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2a^2) \cdot \alpha,$$

что совпадает с полученным прежде результатом.

Из полученных результатов следуют основные выводы:

– составляющая опорной реакции подпятника R_{Az} не зависит от движения диска, т. е. остается неизменной как при

покое, так и при вращении диска;

– если составляющие динамических опорных реакций R_{By} и R_{Ay} по модулю не равны, то они имеют всегда противоположные направления. Имея в виду, что реакция R_{Ay} – не что иное, как отклоняющая сила, и если сориентировать ее по направлению к лежащей стенке скважины или к висячей, то можно добиться соответственно выкручивания или выполаживания скважины. При этом должны быть непременно соблюдены два условия:

1) в первом случае (выкручивание) – первая точка касания нижней свечи буровой колонны должна находиться на лежащей стенке (реакция $+R_{By}$);

2) во втором случае (выполаживание) – точка касания нижней свечи должна находиться на висячей стенке (реакция $-R_{By}$).

В свою очередь, эти условия зависят от соотношения сил тяжести верхней (относительно переходника как опорной точки), т. е. полуволны, и нижней (колонкового набора вместе с керном) частей КНБК – компоновки низа буровой колонны.

Отсюда механизм зенитного искривления наклонной скважины сводится к следующему:

– если колонковый набор тяжелее полуволны нижней свечи, то точка касания последней находится на висячей стенке (рис. 4.1, а) и реакция R_{By} направлена в сторону лежащей стенки, соответственно отклоняющая сила $R_{A_{2y}}$ вызывает разрушение висячей стенки забоя, т. е. выполаживание скважины;

– если колонковый набор легче полуволны, то точка касания последней находится на лежащей стенке, реакция $+R_{By}$ направлена в сторону висячей стенки, соответственно отклоняющая сила $-R_{A_{1y}}$ вызывает разрушение лежащей стенки забоя, т. е. выкручивание скважины (рис. 4.1, б);

– если колонковый набор и полуволны уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю) $|R_{Ay}| = |R_{By}|$, при этом *КНБК* оказывается в условиях динамического равновесия – плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси скважины и меняет свое положение, поворачиваясь на 360° , и коронка равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т. е. стабилизирует зенитный угол скважины (рис. 4.1, б).

Расчетная или выбранная длина колонкового набора, обеспечивающего равновесие *КНБК*, соответственно стабилизацию угла, – эта длина и есть стабилизирующая длина колонкового набора.

На рис. 4.2 схематически показано равновесие *КНБК* для *HQ*. Причём показана *КНБК* с одной ($m=1$, m – количество полуволн) полуволной L_T и соответственно – первой стабилизирующей длиной колонкового набора *HQ* $L=L_{CT1}$.

Представим себе второй вариант, когда *КНБК* будет состоять из двух ($m=2$) полуволн, т. е. когда $2L_T$ нижней свечи бурильной колонны – с одной стороны (относительно переходника как опорной точки) и в противовес им – с другой стороны будет соответственно – вторая стабилизирующая длина колонкового набора $L=L_{CT2}$; третий вариант – когда *КНБК* будет состоять из трёх ($m=3$) полуволн ($3L_T$) нижней свечи бурильной колонны и соответственно – третьей стабилизирующей длины колонкового набора $L=L_{CT3}$.

Рассматривая компоновку низа бурильной колонны (колонковый набор с керном и полуволна нижней свечи) как балку и исходя из условия равновесия системы относительно опорной точки (переходника), находим величину L_{CT} – стабилизирующую длину колонкового набора *HQ*:

– для вращательного бурения с *HQ*:

$$L_{CT} = \left(\frac{m^2 \cdot P_T \cdot L_T^2 - Q_{\Pi} \cdot L_{\Pi} - P_H \cdot L_{\Pi}^2}{P_{KH}} + L_{\Pi}^2 \right)^{0,5}, \quad (4.17)$$

где $P_{к.н.}$ – вес колонкового набора вместе с керном:

$$P_{\kappa.н.} = P_{\kappa} + K_{\Pi} \cdot K_{\kappa.к.} \cdot P_{\kappa.м.}, \quad (4.18)$$

где K_{Π} и $K_{\kappa.к.}$ – коэффициенты соответственно длины цикла (рейса) и выхода керна; $K_{\Pi} = 0 \dots 1$, $K_{\kappa.к.} = 0 \dots 1$;

P_T , P_K , $P_{\kappa.м.}$, L_M , L_{Π} , Q_M и Q_{Π} – значения уже известных параметров.

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – стабилизирующей длины колонкового набора, вернёмся к основным выводам ранее рассмотренного механизма зенитного искривления скважин. Иначе говоря, принцип регуляции зенитного угла представляется следующим образом.

Нами установлено, что зенитное искривление самовыполаживающихся скважин не происходит только в тех случаях, когда колонковый набор уравновешен одной ($1 \cdot L_T$) или двумя ($2 \cdot L_T$), или тремя ($3 \cdot L_T$) полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т. е. длина колонкового набора адекватна соответственно первой (L_{CT_1}), второй (L_{CT_2}) или третьей (L_{CT_3}) стабилизирующим длинам.

Вывод из состояния равновесия КНБК приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причём:

– к выполаживанию, если длина колонкового набора колеблется в пределах $L_{CT_1} < L < L_{CT_2}$ или $L_{CT_2} < L < L_{CT_3}$;

– к выкручиванию скважины, если длина колонкового набора менее первой стабилизирующей, т. е. $0,5 \cdot L_{CT_1} < L < L_{CT_1}$.

Напомним, что эти положения действительны только для скважин с положительным вектором анизотропии, т. е. для геологических условий с тенденцией к естественному выполаживанию скважин ($+r_{ан.м.}$).

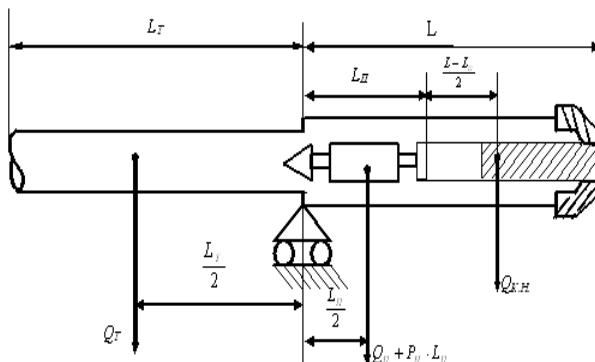


Рис. 4.2. Схема для расчёта стабилизирующей длины колонкового набора

Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора HQ

Исходные данные: осевая нагрузка 10 кН, длина полуволны нижней свечи рассчитывается по формуле (4.18). Вес 1 м колонкового набора

$$P_{к.н.} = P_n + P_{\phi} + K_{\psi} \cdot K_{\phi.к.} \cdot P_{к.м.},$$

где $P_n = 11,4$ кН; $P_{\phi} = 5,28$ кН; $P_{к.м.} = 9,5$ кН – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом 27 кН/м³;

$k_{\psi} \sim k_{\phi.к.} \sim 0,7$ – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна.

Требуется рассчитать стабилизирующие длины колонкового набора в диапазоне зенитных углов $1 \dots 50^\circ$.

Решение. По формуле (4.17):

– первая стабилизирующая длина колонкового набора HQ ($m=1$)

$$L_{cm1} = \sqrt{\frac{11,4 \cdot 1 \cdot L_m^2 - 21,8 \cdot 0,95^2 - 16,85 \cdot 0,95}{26,88}} + 0,95^2 = \sqrt{0,42 \cdot L_m^2 - 0,43, м.};$$

– вторая стабилизирующая длина ($m=2$) колонкового набора

$$L_{CT2} = \sqrt{0,42^2 \cdot L_T^2 - 0,46} = \sqrt{1,68 \cdot L_T^2 - 0,43} \text{ , м.};$$

– третья стабилизирующая длина ($m=3$) колонкового набора

$$L_{CT3} = \sqrt{0,42 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0,43} = \sqrt{3,76 \cdot L_T^2 - 0,43} \text{ , м.}$$

Результаты расчётов даны в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Стабилизирующая длина колонкового набора HQ

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полутолны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		первая, L_{CT_1}	вторая, L_{CT_2}	третья, L_{CT_3}
Средняя осевая нагрузка 300 даН				
1	10,9	7,03	14,11	21,13
5	7,25	4,65	9,37	14,04
10	6,32	4,04	8,17	12,24
1	2	3	4	5
15	5,71	3,64	7,37	11,05
20	5,25	3,34	6,77	10,16
25	4,94	3,13	6,37	9,56
30	4,7	2,98	6,06	9,09
35	4,64	2,95	5,98	8,97
40	4,39	2,77	5,65	8,48
45	4,26	2,68	5,48	8,23
50	4,16	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 450 даН				
1	10,7	6,88	13,79	20,66
5	7,24	4,64	9,36	14,01
10	6,3	4,03	8,14	12,19
15	5,7	3,63	7,35	11,02
20	5,25	3,34	6,77	10,16
25	4,94	3,13	6,37	9,56
30	4,7	2,98	6,06	9,09

35	4,64	2,95	5,98	8,97
40	4,39	2,77	5,65	8,48
45	4,26	2,68	5,48	8,23
50	4,16	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 600 даН				
1	10,41	6,72	13,48	20,18
5	7,22	4,63	9,34	13,98
10	6,27	4,01	8,1	12,14
15	5,68	3,62	7,33	10,99
20	5,25	3,34	6,77	10,16
25	4,94	3,13	6,37	9,56
30	4,7	2,98	6,06	9,09
35	4,64	2,95	5,98	8,97
40	4,39	2,77	5,65	8,48
45	4,26	2,68	5,48	8,23
50	4,16	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 750 даН				
1	10,28	6,64	13,31	19,93
5	7,16	4,59	9,26	13,86
10	6,25	3,99	8,07	12,09
15	5,66	3,61	7,35	10,96
20	5,24	3,335	6,76	10,14
25	4,94	3,13	6,37	9,56
30	4,7	2,98	6,06	9,09
35	4,64	2,95	5,98	8,97
40	4,39	2,77	5,65	8,18
45	4,26	2,77	5,48	8,23
50	4,16	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 900 даН				
1	10,15	6,55	13,14	19,67
5	7,09	4,55	9,17	13,73
10	6,22	3,98	8,04	12,04
15	5,64	3,6	7,28	10,92
20	5,23	3,33	6,75	10,12
25	4,94	3,13	6,37	9,56
30	4,7	2,98	6,06	9,09
35	4,64	2,95	5,98	8,97
40	4,39	2,77	5,65	8,48
45	4,26	2,68	5,48	8,23

50	4,16	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 1050 даН				
1	10,03	6,47	12,98	19,43
5	7,03	4,51	9,08	13,61
10	6,17	3,95	7,96	11,95
15	5,61	3,58	7,24	10,85
20	5,225	3,325	6,745	10,11
25	4,935	3,13	6,365	9,56
30	4,7	2,98	6,06	9,09
35	4,64	2,95	5,98	8,97
40	4,39	2,77	5,65	8,18
45	4,26	2,68	5,48	8,23
50	4,16	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 1200 даН				
1	9,9	6,38	12,82	19,19
5	6,96	4,46	8,99	13,48
10	6,12	3,91	7,91	11,85
15	5,57	3,55	7,19	10,78
20	5,22	3,32	6,74	10,1
25	4,93	3,13	6,36	9,54
30	4,7	2,98	6,06	9,09
35	4,64	2,95	5,98	8,97
40	4,39	2,77	5,65	8,48
45	4,26	2,68	5,48	8,23
50	4,16	2,62	5,35	8,04

Значения стабилизирующей длины колонковой трубы при вращательном бурении комплексами HQ приводятся в виде номограмм (рис. 4.3–4.7).

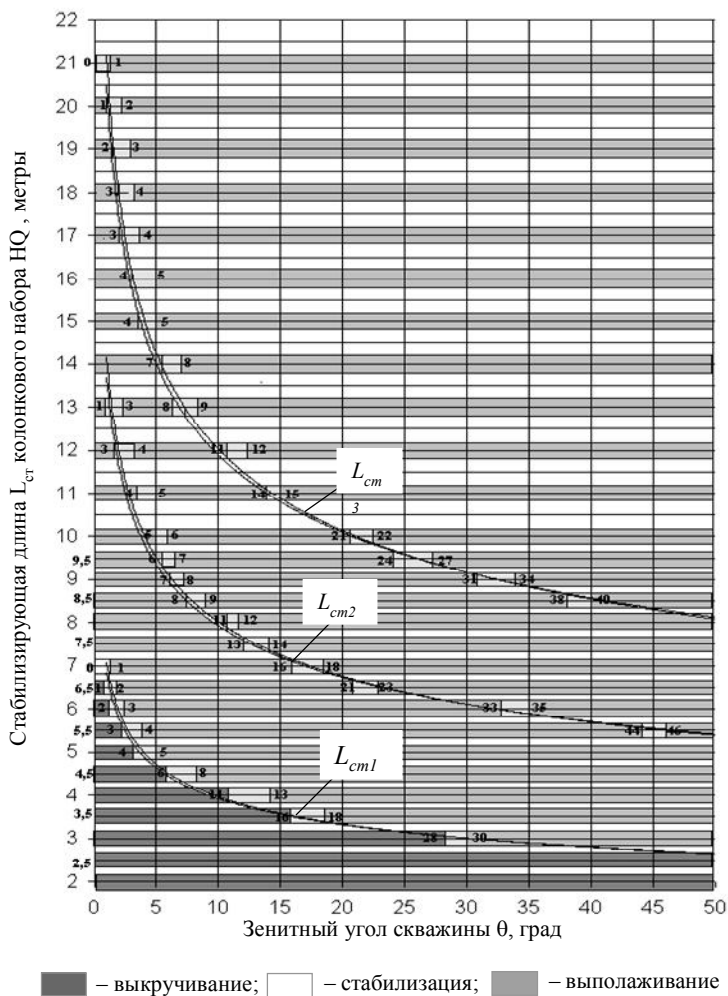


Рис. 4.3. Зоны и направление зенитного искривления скважины диаметром 96 мм колонковым набором НQ (осевая нагрузка 3–6 кН)

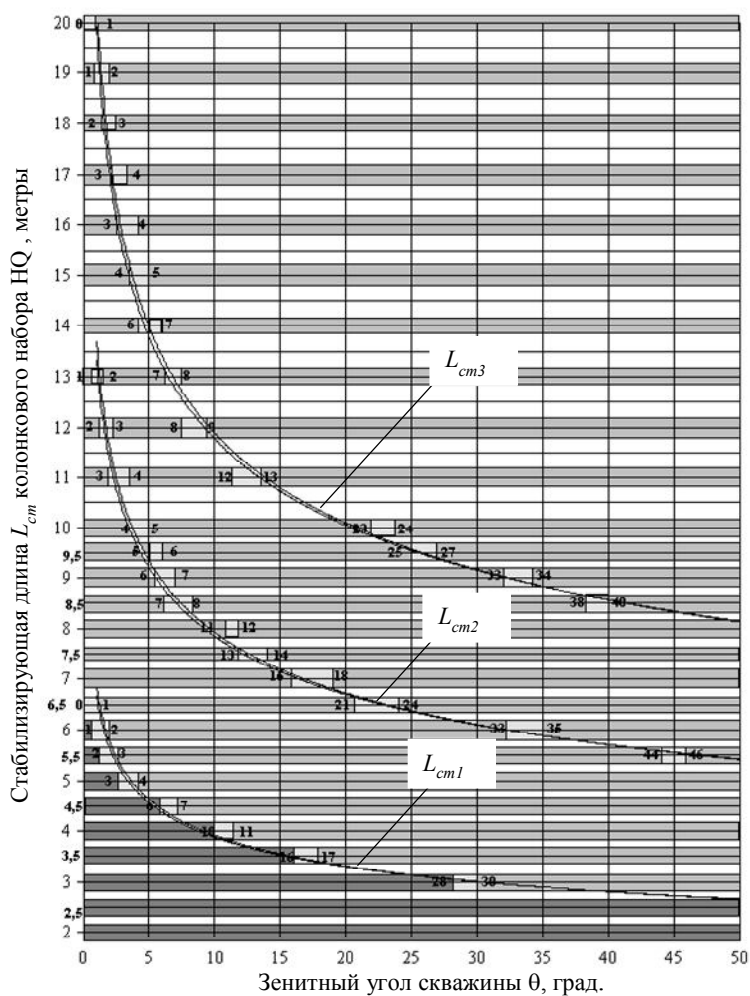


Рис. 4.4. Зоны и направление зенитного искривления скважины диаметром 96 мм колонковым набором HQ (осевая нагрузка 4,5–7,5 кН)

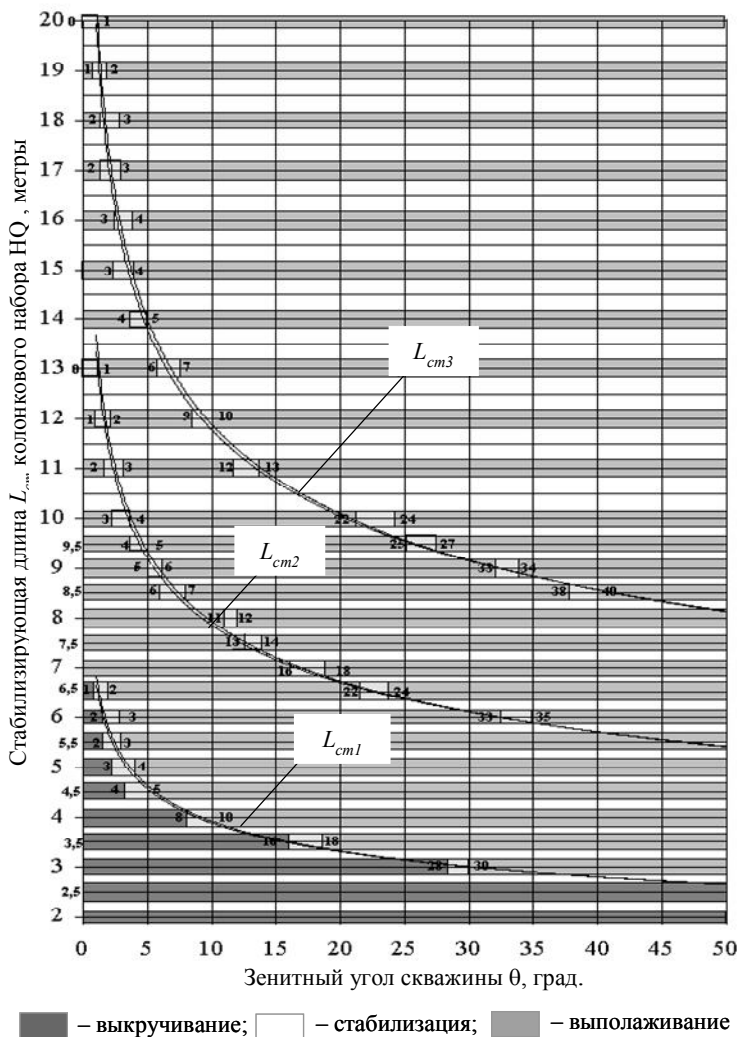


Рис. 4.5. Зоны и направление зенитного искривления скважины диаметром 96 мм колонковым набором HQ (осевая нагрузка 6–9 кН)

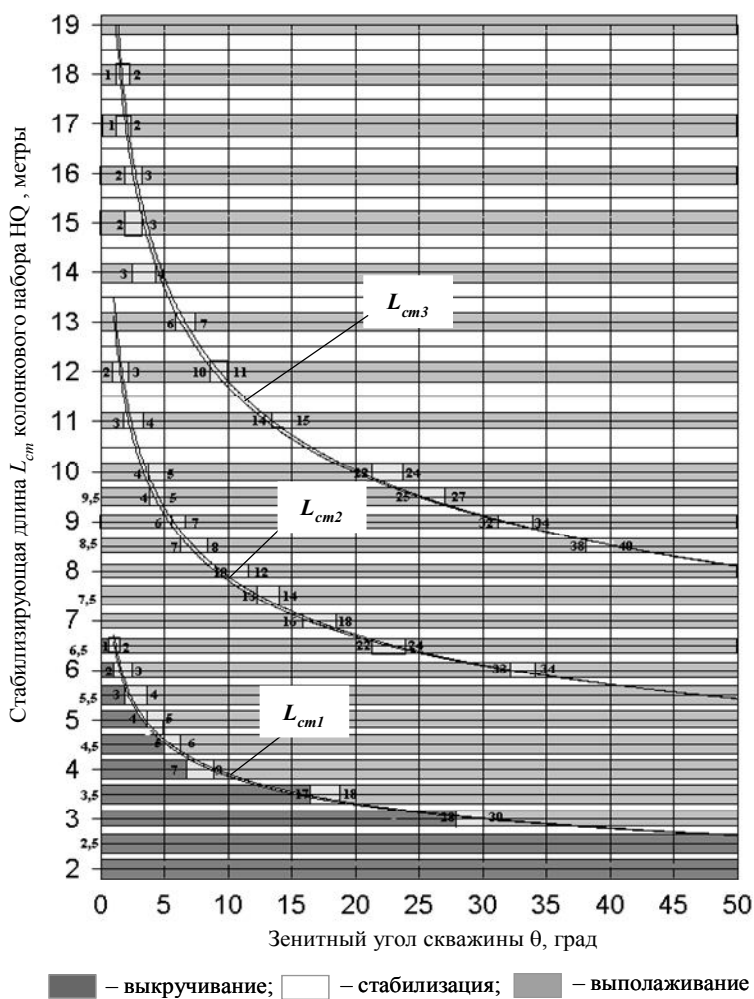


Рис. 4.6. Зоны и направление зенитного искривления скважины диаметром 96 мм колонковым набором HQ (осевая нагрузка 9–10,5 кН)

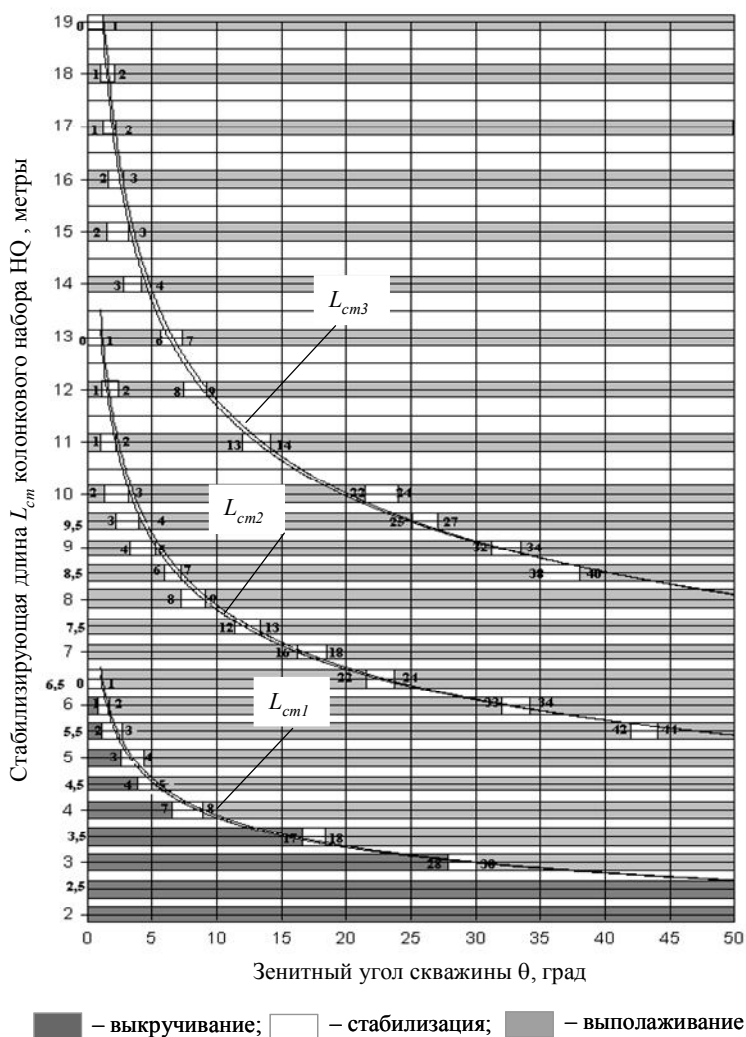


Рис. 4.7. Зоны и направление зенитного искривления скважины диаметром 96 мм колонковым набором HQ (осевая нагрузка 10,5–12 кН)

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – стабилизирующей длины колонкового набора HQ – вернемся к основным выводам ранее рассмотренного механизма зенитного угла искривления скважин. Иначе говоря, принцип регуляции зенитного угла представляется следующим образом. Нами установлено, что зенитное искривление самовыполаживающихся скважин не происходит только в тех случаях, когда компоновка HQ уравновешена одной ($1 \cdot L_T$) полувольной нижней свечи бурильной колонны, т. е. длина компоновки HQ адекватна соответственно первой (L_{CT_1}) стабилизирующей длине.

Вывод из состояния равновесия $КНБК\ HQ$ приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причем: к выполаживанию, если длина компоновки колеблется в пределах $L_{CT_1} < L < L_{CT_2}$, $L_{CT_2} < L < L_{CT_3}$; к выкручиванию скважины, если длина компоновки больше половины, но меньше первой стабилизирующей, т. е. $0,5 L_{CT_1} < L < L_{CT_1}$.

В процессе бурения комплексом HQ направленной скважины диаметром 96 мм могут возникнуть принципиально три задачи управления зенитным искривлением: обеспечение заданного зенитного угла или стабилизация, увеличение или уменьшение зенитного угла (табл. 4.1 и рис. 4.3–4.7).

Рассмотрим на примерах, как решаются эти задачи на основе стабилизирующей длины колонкового набора HQ .

Задача 1. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла 3° при осевой нагрузке 3–6 кН (рис. 4.3).

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по бесклиновой технологии, выполаживающая длина колонкового набора HQ должна находиться в пределах от $L_{CT_1} = 5,5$ м до $L_{CT_2} = 12$ м и $L_{CT_3} = 18$ м. По номограмме (рис. 4.3) принимаем $L = 8,5$ м.

При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла 8° , т. к. при таких зенитных углах данная длина компоновки достигнет значения второй

стабилизирующей длины $L_{CT2} = 8,5$ м и, следовательно, приостановится процесс выполаживания скважины. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора зенитного угла скважины, следует поставить колонковый набор длиной 6 м – в результате чего скважина будет выполаживаться до 33° , т. к. при $\theta = 33^\circ$ колонковый набор длиной 6 м опять перейдет в режим второй стабилизации ($L_{CT2} = 6$ м).

После достижения угла 33° следует поставить колонковый набор длиной 5 м – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла вплоть до $\theta = 50^\circ$.

Задача 2. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла 3° при осевой нагрузке 9 и 12 кН.

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по бесклиновой технологии, выполаживающая длина колонкового набора HQ должна находиться в пределах от $L_{CT1} = 4$ м до $L_{CT2} = 8$ м и $L_{CT3} = 12$ м. По номограмме (рис. 4.5) принимаем $L = 6$ м.

При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла 18° , т. к. при таких зенитных углах данная длина компоновки достигнет значения второй стабилизирующей длины $L_{CT2} = 6$ м и, следовательно, приостановится процесс выполаживания скважины. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора зенитного угла скважины, следует поставить колонковый набор длиной 5 м – в результате чего скважина будет выполаживаться до 35° , т. к. при $\theta = 35^\circ$ колонковый набор длиной 5 м опять перейдет в режим второй стабилизации ($L_{CT2} = 5$ м).

После достижения угла 35° следует поставить колонковый набор длиной 4 м – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла вплоть до $\theta = 50^\circ$.

Аналогичная задача при осевых нагрузках 1150 и 1600 даН решается таким же образом в три этапа:

первой компоновкой $L = 6$ м соответственно до угла 14° и 11° , второй компоновкой $L = 5$ м – в диапазонах 14° – 32° и 11° –

24°, третьей компоновкой $L = 4$ м – с 32° и 24°– до 50°.

Задача 1. Обеспечить выкручивание скважины при зенитном угле $\theta = 10^\circ$.

Решение: Необходимо поставить колонковый набор длиной 2,5 м, т. к. $L = 2,5 \text{ м} < L_{CT1}$ (рис. 4.7).

Задача 2. Обеспечить стабилизацию начального зенитного угла $\theta = 1^\circ$.

Решение: Колонковый набор длиной 12,5 – 13 м, или 8,5 м, или 8 м, или 4 м, колонковый набор длиной 12,5 – 13 м соответствует третьей стабилизирующей длине при $\theta = 1^\circ$, набор $8,5 = L_{CT2}$, а $L_{CT1} = 4$ м.

Таблица 4.2

Управления зенитным искривлением скважины комплексом HQ

Длина колонкового набора	Осевая нагрузка, кН					
	3–6			9–12		
	направление зенитного искривления					
	выкручивание	стабилизация	выполаживание	выкручивание	стабилизация	выполживание
	диапазон зенитных углов, град					
2	0-50	-	-	0-50	-	-
2,5	0-50	-	-	0-50	-	-
3	0-28	28-30	30-50	0-28	28-30	30-50
3,5	0-16	16-18	18-50	0-17	17-18	18-50
4	0-11	11-13	13-50	0-7	7-8	8-50
4,5	6	6-8	8-50	0-4	4-5	5-50
5	4	4-5	5-0	0-3	3-4	4-50
5,5	3	3-4	4-44	0-2	2-3	3-42
		44-46	46-50		42-44	44-50
6	2	2-3 33-35	3-33 35-50	0-1	1-2 33-34	2-33 34-50

продолжение табл. 4.2

Длина колонко вого набора	Осевая нагрузка, кН					
	3-6			9-12		
	направление зенитного искривления					
	выкруч ивание	стабиль зация	выполаж ивание	выкруч ивание	стаби лизация	выпол ажива ние
	диапазон зенитных углов, град					
6,5	1	1-2 21-23	2-21 23-50	-	0-1 22-24	1-22 24-50
7	-	0-1 16-18	1-16 18-50	-	16-18	0-16 18-50
7,5	-	13-14	0-13 14-50	-	12-13	0-12 13-50
8	-	11-12	0-11 12-50	-	8-9	0-8 9-50
8,5	-	8-9 38-40	0-8 9-38 40-50	-	6-7 38-40	0-6 7-38 40-50
9	-	7-8 31-34	0-7 8-31 34-50	-	4-5 32-34	0-4 5-32 34-50
9,5	-	6-7 24-27	0-6 7-24 27-50	-	3-4 25-27	0-3 4-25 27-50
10	-	5-6 21-22	0-5 6-21 22-50	-	2-3 22-24	0-2 3-22 24-50
11	-	4-5 14-15	0-4 5-14 15-50	-	1-2 13-14	0-1 2-13 14-50
12	-	3-4 11-12	0-3 4-11 12-50	-	1-2 8-9	0-1 2-8 9-50
13	-	1-3 8-9	0-1 3-8 9-50	-	0-1 6-7	1-6 7-50
14	-	7-8	0-7 8-50	-	3-4	0-3 4-50

15	-	4-5	0-4 5-50	-	2-3	0-2 3-50
16	-	4-5	0-4 5-50	-	2-3	0-2 3-50
17	-	3-4	0-3 4-50	-	1-2	0-1 2-50
18	-	3-4	0-3 4-50	-	1-2	0-1 2-50
19	-	2-3	0-2 3-50	-	0-1	1-50
20	-	1-2	0-1 2-50	-		
21	-	0-1	1-50	-		

4.2. Модель стабилизирующей длины забойной компоновки при бескernовом бурении

На рис. 4.8 схематически показано равновесие КНБК для бескernового бурения, где показана КНБК с одной ($m = 1$, m – количество полуволин) полуволиной L_T и соответственно – первой стабилизирующей длиной забойной компоновки $L_{КНБК} = L_{СТ1}$.

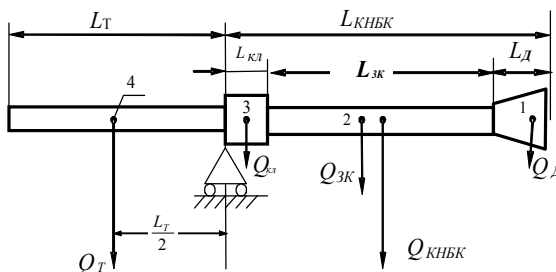


Рис. 4.8. Схема для расчета стабилизирующей длины компоновки низа буровой колонны при бескernовом бурении

Представим себе второй вариант, когда КНБК будет состоять из двух ($m=2$) полуволин, т. е. когда $2L_T$ нижней свечи буровой колонны – с одной стороны (относительно калибратора как опорной точки) и в противовес им – с другой

стороны будет соответственно – вторая стабилизирующая длина компоновки $L_{КНБК} = L_{СТ2}$.

Третий вариант – когда КНБК будет состоять из трех ($m=3$) полуволен ($3L_T$) нижней свечи бурильной колонны и соответственно – третьей стабилизирующей длины компоновки ($L_{КНБК} = L_{СТ3}$).

Рассматривая компоновку низа бурильной колонны (долото 1, забойная компоновка 2, опорный центратор-калибратор 3 и полуволен 4 нижней свечи) как балку и, исходя из условия равновесия системы относительно опорной точки калибратора, находим

$$Q_T \frac{L_T}{2} = Q_{КНБК} \frac{L_{КНБК}}{2}, \quad (4.19)$$

или

$$P_T \cdot L_T^2 = [P_{ЗК}(L_{КНБК} - L_{кл} - L_{Д}) + Q_{кл} + Q_{Д}] \cdot L_{КНБК}, \quad (4.20)$$

где P_T и $P_{ЗК}$ – вес 1 м нижней свечи (полуволены) и забойной компоновки, кН;

$L_{КНБК}$ – общая длина КНБК, состоящая из долота $L_{Д}$, калибратора $L_{кл}$, забойной компоновки $L_{ЗК}$, м;

$Q_{ЗК}$, $Q_{кл}$, $Q_{Д}$ – вес соответственно забойной компоновки, калибратора и долота, даН.

Подставив эти значения в формулу (4.20), находим величину:

– первой стабилизирующей длины $L_{СТ1}$ компоновки низа бурильной колонны

$$L_{СТ1} = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}}, \quad (4.21)$$

– второй стабилизирующей длины $L_{СТ2}$ компоновки низа бурильной колонны

$$L_{СТ2} = 2L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}}, \text{ м}; \quad (4.22)$$

– третьей стабилизирующей длины $L_{СТ3}$ компоновки низа бурильной колонны

$$L_{СТ3} = 3L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}}, \text{ м}. \quad (4.23)$$

4.3. Исследование параметров компоновок бескernового бурения геотехнологических скважин

Стабилизирующая длина КНБК с направляющей трубой УБТ-73 и нижней свечой СБТ-50 в геотехнологической скважине.

По формуле (4.21) находим стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT} = L_T \cdot \sqrt{\frac{6,75}{24,9}} = 0,52 \cdot L_T.$$

Результаты расчётов даны в табл. 4.3–4.4 и рис. 4.9–4.10.

Таблица 4.3

Стабилизирующая длина КНБК с направляющей трубой УБТ-73 и нижней свечой СБТ-50 в геотехнологической скважине диаметром 161 мм

Зенитный угол скважины θ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49,0		73,5		12,26		24,52	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	9,6	5,0	9,0	4,7	13,3	6,9	11,89	6,2
2	9,1	4,7	8,7	4,5	11,9	6,2	10,8	5,6
3	8,7	4,5	8,4	4,4	10,79	5,6	10,06	5,2
4	8,4	4,37	8,1	4,2	10,52	5,47	9,6	5,0
5	8,1	4,2	7,8	4,1	10,06	5,23	9,15	4,76
10	7,8	4,1	6,8	3,54	8,69	4,52	7,78	4,05
15	6,7	3,4	6,4	3,33	7,78	4,05	7,32	3,8
20	6,1	3,2	5,8	3,02	7,32	3,8	5,86	3,05
25	5,9	3,1	5,7	2,96	6,86	3,57	6,59	3,43
30	5,7	2,96	5,6	2,9	6,59	3,43	6,22	3,24
35	5,6	2,9	5,5	2,86	6,22	3,24	5,95	3,09
40	5,5	2,86	5,3	2,75	5,67	2,95	5,67	2,95
45	5,3	2,75	5,1	2,65	5,49	2,86	5,49	2,86

Таблица 4.4
Стабилизирующая длина КНБК с направляющей трубой УБТ-73
и нижней свечой СБТ-50 в геотехнологической скважине
диаметром 132 мм

Зенитный угол скважины θ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49,0		73,5		12,26		24,52	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	9,15	4,7	8,1	4,2	13,3	6,6	11,44	5,9
2	8,7	4,5	8,0	4,1	12,1	5,9	10,52	5,5
3	8,2	4,3	7,9	4,1	11,0	5,5	9,61	5,0
4	8,0	4,1	7,8	4,0	10,5	5,5	9,15	4,76
5	7,7	4	7,5	3,6	9,6	4,9	8,69	4,52
10	6,8	3,54	6,8	3,54	8,7	4,52	7,32	3,8
15	6,1	3,17	6,1	3,17	7,8	4,1	6,86	3,57
20	5,9	3,1	5,7	2,96	7,3	3,79	6,4	3,33
25	5,7	2,96	5,4	2,81	6,9	3,6	5,95	3,1
30	5,3	2,75	5,3	2,75	6,6	3,43	5,76	2,99
35	5,0	2,6	5,1	2,65	6,2	3,22	5,58	2,9
40	4,8	2,5	4,9	2,55	6,0	3,12	5,4	2,81
45	4,8	2,5	4,9	2,55	5,8	3,01	5,22	2,7

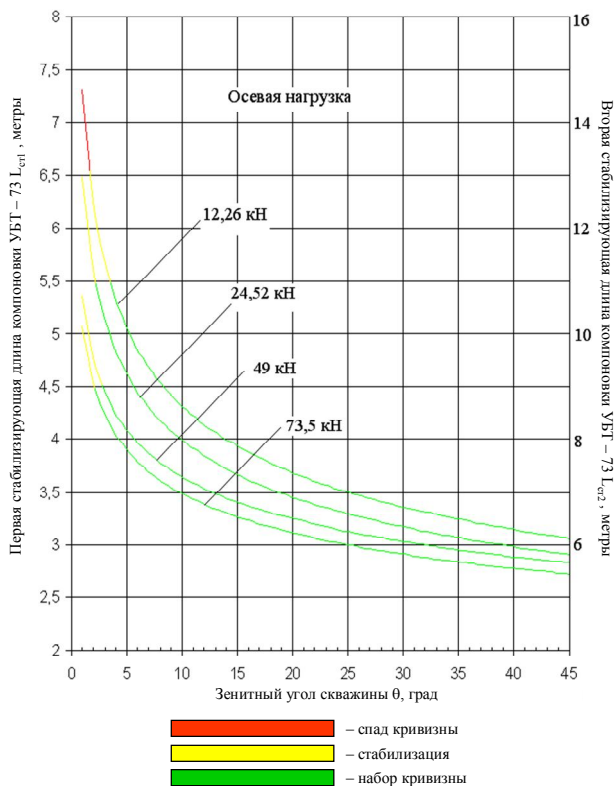


Рис. 4.9. Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины диаметром 161 мм забойной компоновкой УБТ-73 (бурильная колонна СБТ-50)

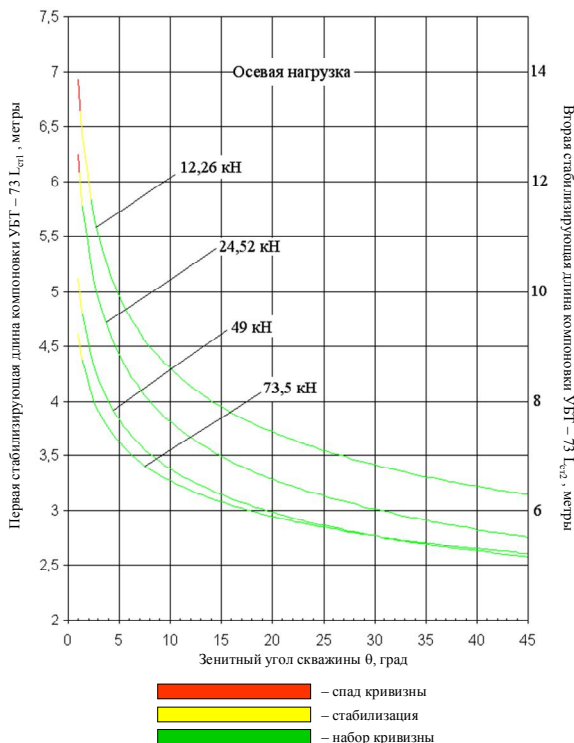


Рис. 4.10. Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины диаметром 132 мм забойной компоновкой УБТ-73 (бурильная колонна СБТ-50)

Возвращаясь к основным выводам, проанализируем полученные по формуле (4.21) с учетом значений длины полуволны L_T нижней свечи СБТ-50 (раздел 3 табл. 3.3–3.4) данные табл. 4.3–4.4, рассматривая варианты КНБК с направляющей трубой УБТ-73 или СБТ-89 разной длины.

Первый вариант. Принятая длина компоновки $L_{КНБК}=12,8\text{ м}$ ($L_{УБТ-73}=12,8\text{ м}$). При осевой нагрузке 22 кН, зенитном угле $\theta=1\text{--}2^\circ$ данная компоновка уравнивается двумя полуволнами СБТ-50 $L_T=11\text{ м}$, и составляющие динамических опорных реакций тоже равны (по модулю) $|R_{Ay}|=|R_{By}|$, — при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия, — плоскость,

проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на 360^0 , и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т. е. *стабилизирует зенитный угол скважины*.

Таким образом, рассматриваемой компоновкой обеспечена вертикальность скважин 251229 (приложение М), 251101, 251405 (приложение П,У), 251220 (приложение Ф), 251105 (приложение Х).

Стабилизирующая длина КНБК с направляющей трубой СБТ-89 и нижней свечой СБТ-50 в геотехнологической скважине.

По формуле (4.21) находим стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT} = L_T \cdot \sqrt{\frac{6,75}{21,5}} = 0,56 \cdot L_T .$$

Результаты расчётов даны в табл. 4.5–4.6 и рис. 4.11–4.12.

Таблица 4.5
Стабилизирующая длина КНБК с направляющей трубой СБТ-89
и нижней свечой СБТ-50 в геотехнологической скважине
диаметром 161 мм

Зенитный угол скважины θ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49,0		73,5		12,26		24,52	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	9,6	5,4	9,0	5,0	13,3	7,4	11,89	6,6
2	9,15	5,1	8,7	4,9	11,9	6,6	10,8	6,0
3	8,7	4,9	8,4	4,7	10,79	6,0	10,06	5,6
4	8,4	4,7	8,1	4,5	10,52	5,9	9,6	5,4
5	8,1	4,5	7,8	4,4	10,06	5,6	9,15	5,1
10	7,8	4,37	6,8	3,81	8,69	4,87	7,78	4,36
15	6,7	3,75	6,4	3,58	7,78	4,36	7,32	4,1
20	6,1	3,42	5,8	3,25	7,32	4,1	5,86	3,26
25	5,9	3,31	5,7	3,2	6,86	3,82	6,59	3,69
30	5,7	3,2	5,6	3,14	6,59	3,69	6,22	3,48
35	5,6	3,14	5,5	3,08	6,22	3,48	5,95	3,33
40	5,5	3,08	5,3	2,97	5,67	3,15	5,67	3,15
45	5,3	2,97	5,1	2,86	5,49	3,07	5,49	3,07

Таблица 4.6

Стабилизирующая длина КНБК с направляющей трубой СБТ-89
и нижней свечой СБТ-50 в геотехнологической скважине
диаметром 132 мм

Зенитный угол скважины θ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49,0		73,5		12,26		24,52	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	9,15	5,1	8,1	4,5	12,8	7,1	11,4	6,3
2	8,7	4,8	8,0	4,4	11,4	6,3	10,5	5,8
3	8,2	4,6	7,9	4,4	10,5	5,8	9,6	5,3
4	8,0	4,4	7,8	4,3	9,6	5,3	9,15	5,1
5	7,7	4,3	7,5	4,25	9,15	5,12	8,7	4,8
10	6,8	3,81	6,8	3,81	7,8	4,3	7,3	4,1
15	6,1	3,42	6,1	3,42	7,3	4,1	6,9	3,86
20	5,9	3,31	5,7	3,2	6,9	3,86	6,4	3,59
25	5,7	3,2	5,4	3,07	6,4	3,59	5,9	3,31
30	5,3	2,97	5,3	2,97	5,9	3,31	5,7	3,2
35	5,0	2,8	5,1	2,86	5,7	3,2	5,6	3,14
40	4,8	2,69	4,9	2,74	5,6	3,14	5,4	3,07
45	4,7	2,63	4,8	2,69	5,4	3,07	5,2	2,9

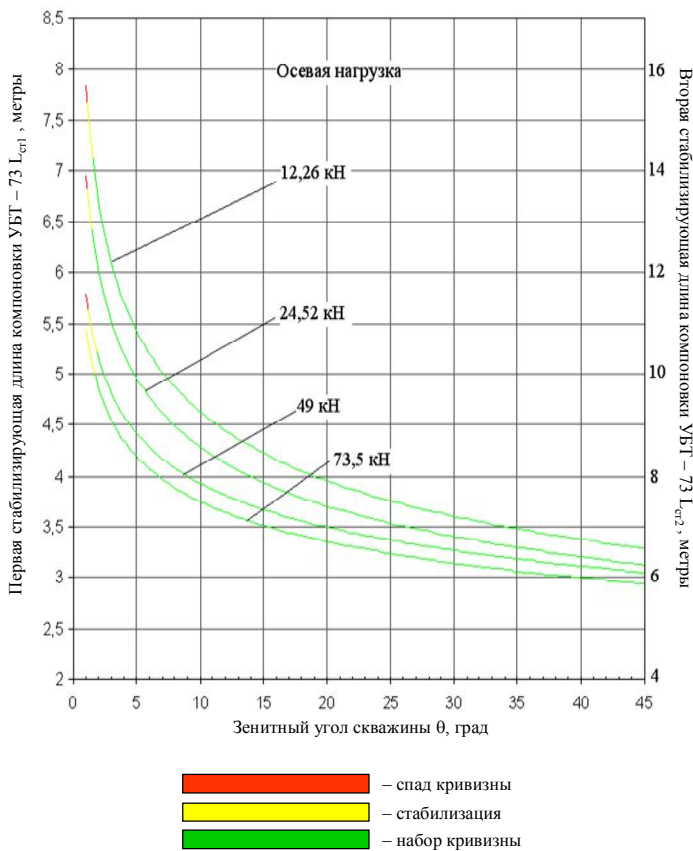


Рис. 4.11. Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины диаметром 161 мм забойной компоновкой СБТ-89 (бурильная колонна СБТ-50)

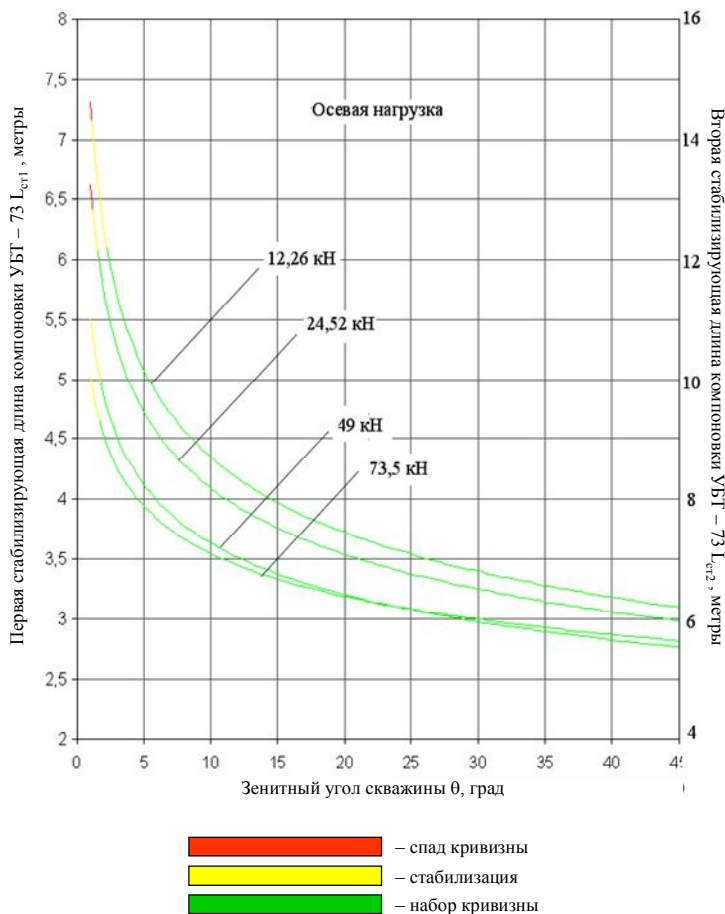


Рис. 4.12. Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины диаметром 132 мм забойной компоновкой СБТ-89 (бурильная колонна СБТ-50)

Второй вариант – длина компоновки $L_{КНБК}=14$ м ($L_{СБТ-89}=14$ м) обеспечивает вертикальность скважин 251210 (приложение Г), 251208, 251201 (приложение Д, Ю), 251239 (Ц).

4.4. Закономерность фактического ухода забоя глубины скважины с применением нового способа его коррекции

Статистической обработкой фактических данных по уходу забоя $\Delta \cdot R_{cp}$ в 26 скважинах и на разных глубинах от поверхности

$$H = \{100; 200; 300; 400; 500; 590\} \quad (4.24)$$

установлено, что $\Delta \cdot R_{cpj}$ подчинены для каждой глубины j усеченному нормальному закону

$$\Delta \cdot R_{cpj} = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_j} \exp \left[-\frac{(\overline{\Delta R_{cpj}} - \Delta R_{cpj})^2}{2\sigma_j^2} \right] \quad (4.25)$$

где $\overline{\Delta R_{cpj}}$ – математическое ожидание ухода забоя скважины на глубинах H_j (4);

σ_j^2 – дисперсия, м².

Используя известное правило трех сигм для (4.25), имеем:

$$\text{математическое ожидание } \Delta R_{cp,j} = \frac{\Delta R_{cpj} + \hat{\Delta R_{cpj}}}{2}, \text{ м} \quad (4.26)$$

$$\text{среднеквадратическое отклонение } \sigma_j = \frac{\hat{\Delta R_{cpj}} - \Delta R_{cpj}}{6}, \text{ м} \quad (4.27)$$

Таким образом, по представленной статистике определены параметры (4.26) и (4.27) случайных величин (4.26). Все данные приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Фактические замеры по искривлению технологических скважин

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Первый интервал							
1	135,00	1,25	100,0	-0,65	0,51	99,99	0,83
3	4,00	1,25	100,0	0,96	0,13	99,98	0,97
4	75,00	0,25	100,0	-0,28	0,11	100,0	0,3
5	46,00	0,25	100,0	-0,37	0,04	100,0	0,37
8	136,00	0,25	100,0	-0,12	0,07	100,0	0,14
9	216,00	0,25	100,0	-0,31	-0,56	100,0	0,64
10	50,00	0,5	100,0	0,31	0,69	100,0	0,76
11	175,00	0,75	100,0	0,01	-0,4	100,0	0,4
12	298,00	1,25	100,0	-0,33	-1,27	99,99	1,31
13	357,00	0,25	100,0	0,63	-0,93	99,99	1,13
14	255,00	1,00	100,0	0,52	-0,3	100,0	0,6
15	205,00	0,75	100,0	0,11	0,38	99,99	0,4
16	0,00	1,00	100,0	-0,13	0,53	99,99	0,54
17	50,00	0,75	100,0	-0,3	0,41	100,0	0,5
19	140,00	0,5	100,0	0,53	-0,67	99,99	0,86
20	358,00	0,25	100,0	0,06	-0,35	100,0	0,36
21	175,00	0,5	100,0	-0,76	0,00	99,99	0,76
24	142,00	0,25	100,0	-0,53	0,05	100,0	0,53
25	160,00	0,00	100,0	-0,04	-0,08	100,0	0,09
26	30,00	0,75	100,0	0,14	-0,12	100,0	0,78
Среднее значение							0,58
							Max=1,31 Min=0.18
Второй интервал							
1	155.00	1.25	200.0	-0.92	-0.44	199.97	1.02
3	32.00	2.25	200.0	2.85	-1.04	199.95	3.04
4	65.00	0.5	200.0	-0.06	0.27	200.0	0.28
5	137.00	0.5	200.0	-0.22	0.18	200.0	0.28
8	225.00	1.0	200.0	0.27	0.36	199.99	0.45
9	260.00	0.75	200.0	0.75	-0.46	199.99	0.49
10	85.00	0.5	200.0	0.64	0.56	174.99	0.85
11	285.00	0.75	200.0	0.15	-0.36	199.99	0.39
12	172.00	1.25	200.0	-1.32	-2.27	199.97	2.63

13	46.00	0.25	200.0	1.15	-0.13	199.99	1.15
14	130.00	0.5	200.0	-0.35	-0.45	199.99	0.57
15	167.00	1.25	200.0	-0.99	-0.63	199.98	1.17
16	0.00	0.5	200.0	0.11	0.03	199.98	0.11
17	60.00	1.00	200.0	0.00	0.29	199.98	0.29
19	323.00	0.25	200.0	0.56	-0.34	199.99	0.65
20	48.00	0.25	200.0	-0.67	0.51	199.98	0.84
21	345.00	1.0	200.0	0.03	0.02	199.99	0.03
24	272.00	0.25	200.0	0.39	-0.09	199.99	0.40
25	233.00	0.75	200.0	0.73	-0.42	199.99	0.85
26	85.00	0.75	200.0	-0.37	0.67	199.99	0.76
Среднее значение							0.81
							Max=3,04 Min=0,03
Третий интервал							
1	145.0	1.0	300.0	-0.82	0.86	299.96	1.19
3	334.0	1.0	300.0	5.65	-1.99	299.9	5.99
4	357.0	0.25	300.0	0.18	0.34	300.0	0.38
5	12.0	0.25	300.0	-0.69	-0.3	299.99	0.75
8	360.0	0.25	300.0	0.76	0.1	299.99	0.77
9	266.0	0.75	300.0	0.64	-0.36	299.98	0.75
10	10.0	0.75	300.0	0.87	0.73	274.99	1.13
11	210.0	0.5	300.0	-0.46	-0.1	299.98	0.47
12	200.0	1.0	300.0	-2.44	-3.66	299.95	4.40
13	61.0	0.25	300.0	1.06	0.3	299.98	1.1
14	165.0	0.75	300.0	-0.09	-0.19	299.98	0.21
15	330.0	1.5	300.0	-1.97	-1.86	299.96	2.7
16	325.0	1.0	300.0	0.4	-0.07	299.97	0.4
17	85.0	1.25	300.0	0.53	0.26	299.96	0.59
19	61.0	1.25	300.0	1.35	-0.48	299.98	1.44
20	247.0	0.25	300.0	-1.12	1.11	299.98	1.57
21	65.0	1.25	300.0	1.82	-0.34	299.96	1.85
24	246.0	0.00	300.0	1.18	0.24	299.98	1.21
25	222.0	0.5	300.0	1.09	-0.65	299.98	1.27
26	215.0	0.75	300.0	0.11	0.15	299.98	0.19
Среднее значение							1.42
							Max=5.99 Min=0.19

Четвертый интервал							
1	240,0	1,25	400,0	-1,38	1,16	399,95	1,8
3	106,0	1,0	400,0	5,23	-2,8	399,84	5,94
4	187,0	0,25	400,0	0,19	0,27	399,99	0,33
5	27,0	0,25	400,0	-0,47	0,08	399,99	0,48
8	25,0	1,25	400,0	2,09	-0,26	399,97	2,10
9	75,0	1,00	400,0	0,37	-0,23	399,97	0,44
10	170,0	0,25	400,0	1,13	1,09	374,98	1,56
11	265,0	0,75	400,0	-1,23	0,48	399,98	1,32
12	295,0	1,75	400,0	-4,46	-4,08	399,92	6,04
13	84,0	1,00	400,0	1,22	0,85	399,97	1,49
14	105,0	0,5	400,0	-0,37	-0,69	399,98	0,78
15	300,0	1,0	400,0	0,47	-2,11	399,92	2,16
16	195,0	1,25	400,0	0,42	-0,82	399,94	0,92
17	225,0	0,25	400,0	1,39	1,47	399,93	2,02
19	257,0	2,0	400,0	1,42	-1,63	399,95	2,16
20	309,0	0,25	400,0	-0,93	1,12	399,98	1,46
21	315,0	1,5	400,0	2,49	-0,09	399,94	2,49
24	360,0	1,00	400,0	1,49	0,3	399,98	1,52
25	0,00	1,25	400,0	1,2	-0,44	399,98	1,28
26	125,0	0,5	400,0	0,11	0,94	399,97	0,95
Среднее значение							1,86
							Max=6,04 Min=0.33
Пятый интервал							
1	345,0	1,75	500,0	-2,99	0,14	499,9	2,99
3	198,0	2,75	500,0	3,93	-3,35	499,97	5,16
4	360,0	1,25	500,0	0,23	0,00	499,99	0,23
5	188,0	1,25	500,0	-1,2	0,48	499,98	1,3
8	290,0	1,00	500,0	2,80	0,10	499,96	2,8
9	114,0	0,75	500,0	1,67	0,82	499,95	1,86
10	80,0	1,00	500,0	2,35	0,65	474,96	2,44
11	65,0	0,25	500,0	-1,26	0,33	499,97	1,3
12	88,0	1,75	500,0	-2,21	-4,92	499,88	5,39
13	357,0	0,25	500,0	2,02	2,02	499,96	2,86
14	25,0	0,75	500,0	-1,47	0,17	499,97	0,5
15	356,0	1,75	500,0	1,85	-3,37	499,90	3,84
16	360,0	1,5	500,0	0,84	-0,13	499,92	0,85
17	125,0	1,5	500,0	2,54	0,42	499,89	2,57

19	352,0	1,00	500,0	1,92	-2,07	499,95	2,82
20	50,0	0,50	500,0	-0,86	1,19	499,98	1,46
21	130,0	2,25	500,0	3,76	-0,36	499,92	3,77
24	316,0	1,25	500,0	1,28	0,29	499,97	1,32
25	0,0	1,25	500,0	1,51	-0,44	499,97	1,57
26	200,0	0,75	500,0	0,28	1,57	499,96	1,6
Среднее значение							2,33
							Max=5,39 Min=0,23
Шестой интервал							
1	50,0	0,5	590,0	-2,63	-0,52	589,89	2,68
3	168,0	1,0	590,0	3,29	-3,34	584,75	4,69
4	126,0	0,0	585,0	0,29	0,15	584,98	0,32
5	352,0	2,25	590,0	-0,87	-0,66	589,96	1,09
8	350,0	0,5	565,0	2,75	-1,26	574,94	3,03
9	0,00	4,0	595,0	4,76	0,13	589,84	4,76
10	240,0	2,5	590,0	3,89	0,42	589,92	3,91
11	315,0	1,5	590,0	-1,07	-1,05	589,96	1,5
12	98,0	2,75	590,0	-2,69	-1,71	589,82	3,2
13	359,0	1,5	588,0	4,24	1,97	587,93	4,67
14	300,0	0,5	595,0	-1,34	-0,26	594,96	1,36
15	300,0	2,75	590,0	3,25	-3,95	589,89	5,12
16	75,0	0,25	590,0	1,56	-0,36	589,90	1,61
17	130,0	1,25	600,0	1,96	0,95	589,86	2,18
19	58,0	2,25	585,0	3,64	-2,77	584,91	4,57
20	81,0	0,75	585,0	-0,49	1,27	584,98	1,36
21	360,0	2,5	593,0	3,59	0,87	592,89	3,7
24	259,0	0,00	580,0	4,17	0,97	579,91	4,28
25	242,0	2,00	585,0	2,05	-1,37	584,95	2,47
26	305,0	2,75	595,0	2,09	2,45	594,92	3,22
Среднее значение							2,99
							Max=5,12 Min=0,32

Строим зависимость ухода забоя технологических скважин от их глубины.

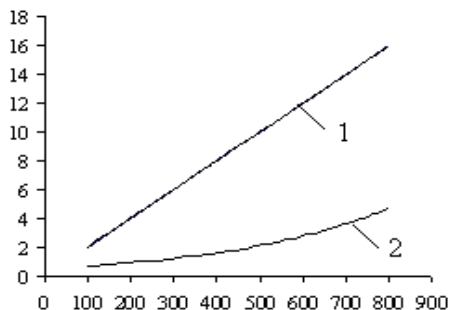


Рис. 4.13. Рекомендуемые допустимые отклонения координат забоя скважины от глубины технологических скважин:

1 – допустимая; 2 – фактическая

Для допустимых значений получим:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \cdot R_{\partial} &= \alpha \cdot H \\ \alpha &= \frac{2}{100} = 0.02 \\ \alpha &= \frac{16}{800} = 0.02 \end{aligned} \right\} ; \Delta R_{\partial} = \alpha \cdot H \quad (4.28)$$

или $\Delta R_{\partial} = 0,02 \cdot H$

Можно предположить, а затем проверить статистическим методом, что фактические отклонения ΔR_{cpj} забоя скважин также подчинены закономерности в виде экспоненты:

$$\Delta \bar{R}_{cp} = \alpha_{cp} e^{\beta_{cp} H}, \quad (4.29)$$

где α_{cp} и β_{cp} определяются решением системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \bar{R}_1 &= \alpha_{cp} e^{\beta_{cp} H_1} \\ \Delta \bar{R}_2 &= \alpha_{cp} e^{\beta_{cp} H_2} \end{aligned} \right\} \quad (4.30)$$

где $\Delta\bar{R}_1$ и $\Delta\bar{R}_2$ значения отклонений для $H_1=100$ м и для $H_2=590$ м.

Из (4.30) делением второго уравнения на первое получаем

$$\frac{\Delta\bar{R}_2}{\Delta\bar{R}_1} = e^{(H_2 - H_1)\beta_{cp}} \quad (4.31)$$

Откуда находим параметр β_{cp}

$$\beta_{cp} = \frac{1}{H_2 - H_1} \ln \frac{\Delta\bar{R}_2}{\Delta\bar{R}_1} . \quad (4.32)$$

Подставляя β_{cp} из (4.32) в уравнения (4.30), находим два значения параметра α_{cp}

$$\alpha_{cp} = \Delta\bar{R}_1 e^{-\beta_{cp} H_1} \quad (4.33)$$

и

$$\alpha_{cp} = \Delta\bar{R}_2 e^{-\beta_{cp} H_2} . \quad (4.34)$$

Анализируя статические зависимости, табл. 4.7 ухода забоя скважин в продуктивных горизонтах – ΔR_ϕ в функции от их глубины – H , приходим к заключению, что наиболее подходящей аналитической зависимостью ΔR_ϕ от H является экспоненциальная:

$$\Delta R_\phi = \alpha \cdot e^{\beta H} , \quad (4.35)$$

где α и β – статические параметры, которые определяются по данным табл. 4.7.

Составим систему уравнений для определения α и β по крайним значениям ΔR_ϕ и H :

$$\left. \begin{aligned} 0,58 &= \alpha \cdot e^{100\beta} \\ 5,12 &= \alpha \cdot e^{600\beta} \end{aligned} \right\} \quad (4.36)$$

Поделим второе уравнение на первое, получим

$$8,83 = e^{500\beta} \quad (4.37)$$

Из уравнения (4.37), находим параметр β

$$\beta = \frac{1}{500} \ln 8,83 = 0,00436 \text{ .}$$

Из двух уравнений (4.35) находим параметр α , который должен иметь одинаковые значения:

$$\alpha_1 = \frac{0,58}{e^{0,00436 \cdot 100}} = \frac{0,58}{1,46} = 0,397 \text{ ,}$$
$$\alpha_2 = \frac{5,12}{e^{0,00436 \cdot 600}} = \frac{5,12}{13,68} = 0,37 \text{ .}$$

Практически решения по α_1 и α_2 совпадают, поэтому принимаем следующие значения для α и β : $\alpha = 0,38$; $\beta = 0,0044$.

При этом искомое уравнение $\Delta R_\phi = f(H)$ будет иметь вид

$$\Delta R_\phi = 0,38 \cdot e^{0,0044H} \quad (4.38)$$

при $100 \leq H \leq 600$ м.

Произведем контрольную проверку уравнения (4.38) при $H=300$ м.

Имеем по уравнению (4.38)

$$\Delta R_\phi = 0,38 \cdot e^{0,0044 \cdot 300} = 1,42 \text{ м} \text{ .} \quad (4.39)$$

Фактический уход забоя при этой глубине составил 1,42 м, т. е. полное соответствие полученной теоретической закономерности (4.38) от фактических данных.

Проверим уравнение для $H=400$ м, получим

$$\Delta R_{\phi} = 0,38 \cdot e^{0.0044 \cdot 400} = 2,2 м$$

В данном случае отклонение теоретических данных $\Delta R_T = 2,2 м$ от фактических данных (табл. 4.7) $\Delta R_{\phi} = 1,9$.

$$\delta = \frac{(2,2 - 1,9)}{2,2} \cdot 100 = 13,6\%,$$

что, конечно же, вполне удовлетворительно.

Следовательно, можно утверждать, что при новом способе управления ухода забоя технологических скважин прослеживается объективная закономерность $\Delta R_{\phi} = f(H)$ в виде

$$\Delta R_{\phi} = \alpha \cdot e^{\beta H} \quad (4.40)$$

Так для конкретных условий бурения технологических скважин (табл. 4.7) она имеет вид

$$\Delta R_{\phi} = 0,38 \cdot e^{0.0044 \cdot H}, м \quad (4.41)$$

Выводы по четвертому разделу

1. Зенитное искривление скважин не происходит только в тех случаях, когда колонковый набор или забойная компоновка уравновешена одной ($1 \cdot L_T$) полувольной нижней свечи бурильной колонны, т. е. длина колонкового набора или забойной компоновки адекватна соответственно первой (L_{CT_1}) стабилизирующей длине.

2. Вывод из состояния равновесия колонкового набора или забойной компоновки приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причем:

– к выполаживанию, если длина компоновки колеблется в пределах

$$L_{CT_1} < L < L_{CT_2} \text{ или } L_{CT_2} < L < L_{CT_3};$$

– к выкручиванию скважины, если длина компоновки больше половины, но меньше первой стабилизирующей, т. е.

$$0,5L_{CT_1} < L < L_{CT_1} .$$

3. Стабилизацию вертикальной геотехнологической скважины Ø 132 мм без отбора керна обеспечивает применение:

- при нагрузках 12...24 кН УБТ-73 длиной 5,9...6,6 м или 11,8...13,2 м;

СБТ-89 – 6,3...7,1 м или 12,6...14,2 м;

- при нагрузках 49-73 кН УБТ-73 длиной 4,2 ... 4,7 м или 8,4...9,4 м;

СБТ-89 – 4,5...5,1 м или 9...10,2 м.

4. Стабилизацию вертикальной геотехнологической скважины Ø 161 мм без отбора керна обеспечивает применение:

при нагрузках 12...24 кН УБТ-73 длиной 6,2...6,9 м или 12,4...13,8 м;

СБТ-89 – 6,6...7,4 м или 13,2...14,8 м;

при нагрузках 49-73 кН УБТ-73 длиной 4,7 ... 5,0 м или 9,4...10 м;

СБТ-89 – 5,0...5,4 м или 10...10,8 м.

Применение компоновок длиной, отличной от указанных выше вызывает горизонтальное и вертикальное смещения забоя скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

1. *Рогов Е. И.* Системный анализ в горном деле. Монография. –Алма-Ата, Наука, 1976. –206 с.
2. *Рогов Е. И.* Оптимизационное моделирование в горном деле. Монография. –Алма-Ата, Наука, 1987. –78 с.
3. *Рогов Е. И., Рогов С. Е., Рогов А. Е.* Начала основ теорий технологии добычи полезных ископаемых. Монография. – Алматы: КазгосИНТИ, 2001. – 225 с.
4. *Рогов Е. И., Языков В. Г., Забазнов В. Л. и др.* Геотехнология урана на месторождениях Казахстана. Монография. –Алматы, 2001. – 444 с.
5. *Рогов Е. И., Рогов А. Е., Языков В. Г.* Математическое моделирование в горном деле (геотехнология металлов). Монография. –Алматы: КазгосИНТИ, 2002. –216 с.
6. *Рогов Е. И., Языков В. Г. Забазнов В. Л., Рогов А. Е.* Геотехнология металлов. Монография. –Алматы, 2005. –457 с.
7. *Рогов А. Е., Рыспанов Н. Б.* Математические основы геотехнологий. Монография. –Алматы, 2007. –367 с.
8. Справочник по геотехнологии урана. /Под ред. проф. *Д. И. Скороворова*. Энергоатомиздат, 1997. – 627 с.
9. *Абдульманов И. Г., Фазлуллин М. И., Мосев А. Ф. и др.* Комплексы подземного выщелачивания / Под ред. *О. Л. Кедровского*. – М.: Недра, 1992. – 263 с.: ил.
10. *Сергиенко И. А., Мосев А. Ф., Бочко Э. А., Пименов М. К.* Бурение и оборудование геотехнологических скважин. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
11. *Музапаров М. Ж., Дюзбаев Д. И., Донбаев Д. Д., Шадманов Ш. Б.* Автоматизированное проектирование и технология управления трассой скважин при бурении комплексом ССК-59: Метод. рук-во. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1988. – 33 с.
12. *Афанасьев И. С., Дроздик В. Д., Жабрев В. Ф.* Техника и технология буровых работ; орг. права. // Обзор ВИЭМС. – 1980. – С. 25.
13. *Афанасьев И. С.* Результаты бурения направленных скважин комплексами ССК-59 и ССК-46 в ПГО Севзапгеология // Отеч. произв. опыт. Экспресс-информ. ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ (ВИЭМС). – 1982. – Вып. 18. – С. 120.

14. Блинов Г. А., Колесников В. В., Плавский Д. Н. Центрирующий колонковый набор ССК-59НБ для бурения направленных скважин // Разведка и охрана недр. – 1988. – № 3. – С. 28–31.

15. Блинов Г.А., Щербаков М.Н., Крикшюнас В.П. Комплекс инструмента для бурения горизонтальных скважин ССК // Разведка и охрана недр.–1986.– № 11. – С. 32–35.

16. Бухаров А. А., Протасов В. Г., Виноградов С. Н. Опыт применения КНБК в условиях Северной Карелии // Научно-технич. достижения и передовой опыт в области геологии и разведки недр. – М.: ВИЭМС, 1991. – С. 34.

17. Варенов А. Д., Феров М. П. Усовершенствование конструкций КССК-76 и ССК-59 // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 9. – С. 32–34.

18. Власюк В. И., Спиринов В. И., Полежаев П. В. Повышение качества работ при использовании ССК // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 11. – С. 32–34.

19. Гинзбург И. М., Образцов И. П. и др. Влияние качества внутренней поверхности керноприемной трубы на величину проходки за цикл при бурении ССК-59 // Методика и техника разведки. – Л.: 1976. – № 104. – С. 35–37.

20. Горшков Л. К., Мендебаев Т. Н. Разведочное бурение с гидроизвлечением керноприемника. – С-Пб.: Недра, 1994. – С. 130.

21. Есентаев У. Е., Гутников Н. С., Молокович М. С. Эффективность применения буровых снарядов со съемными керноприемниками // Разведка и охрана недр. – 1975. – № 7. – С. 34–37.

22. Есимбеков К. Б., Глазштейн В. С., Сармантаев С. С. Предупреждение искривления скважин при бурении комплексами ССК и КССК // Техника и технология разведочных работ в Казахстане. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1984. – С.10.

23. Жуков А. М., Богданов В. А., Ридер А. Ю., Михайлов О. Е. Колонковый набор для бурения ССК в осложненных геологических условиях: сб. науч. тр. – М.: ВПО Союзгеотехника, 1982. – С. 21.

24. Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В., Окмянский А. С. Современные тенденции в развитии техники бурения скважин

снарядами со съемными керноприемниками за рубежом // Обзор. – М.: ВИЭМС, 1981. – С. 21.

25. *Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В., Окмянский А. С.* Современные технические средства для бурения геолого-разведочных скважин снарядами со съемными керноприемниками за рубежом // Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геологоразведочных работ: Техника и технология геологоразведочных работ, орг. пр-ва. – М.: ВИЭМС, 1990. – С. 63.

26. *Крикиюнас В. П., Щербаков М. Н.* Исследование потерь осевой нагрузки при бурении ССК горизонтальных скважин вследствие трения колонны бурильных труб об их стенки // Исслед. технологии и техники бурения ССК и повышение эффективности их внедрения. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 15–25.

27. *Крикиюнас В.П., Асатур К.Г., Щербаков М.Н.* Исследование потерь давления промывочной жидкости в горизонтальной скважине при гидротранспортировке съемного керноприемника и овершота ССК-59Г: сб. науч. тр. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 26.

28. *Лециков В. И., Чистяков Ю. А.* Применение ССК-76 в сложных условиях // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 12. – С. 29–33.

29. *Лиманов Е. Л., Уржумов А. И.* Бурение скважин ССК-59 с применением жестких компоновок типа ЖК-5 // Разведка и охрана недр. – 1985. – № 7. – С. 44.

30. Методические указания по применению колонковых наборов ССК-59ЭФ для бурения в осложненных геологических условиях. – Л.: ВИТР, 1984. – С. 16.

31. *Морозов Ю. Т.* Закономерности искривления скважин при бурении со съемными керноприемниками // Экспресс-информация, сер. техн. и технол. геологоразведочных работ, орг. произв. – М.: ОНТИ ВИЭМС, 1979. – Вып. 15. – С. 1–22.

32. *Музапаров М. Ж., Дюзбаев Д. И.* Новое в технологии управления скважин при бурении снарядами со съемными керноприемниками // Техника и технология разведочных работ в Казахстане. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1984. – С. 5–9.

33. *Музапаров М. Ж., Дюзбаев Д. И., Донбаев Д. Д. и др.* Автоматизированное проектирование и технология управления

трассой скважин при бурении комплексом ССК-59: Метод. рук-во. – Алма-Ата, 1988. – С. 33.

34. *Музапаров М. Ж., Дюзбаев Д. И.* Бурение направленных скважин ССК-59 по бесклиновой технологии. – М.: ВИЭМС, 1989. – С. 5.

35. *Никоноров А. М., Григорьев В. В., Воронин Ю. А.* и др. Рук-во по эксплуатации комплекса технических средств для бурения снарядами со съемными керноприемниками КССК-76. – М.: Недра, 1976.

36. *Онищин В. П.* Съемные керноприемники – высокопроизводительное средство бурения // Разведка и охрана недр. – 1981. – № 4. – С. 41–43.

37. *Онищин В. П., Щербаков М. Н., Москалев Л. Л., Крикиюнас В. П.* Бурение горизонтальных и восстающих скважин снарядами со съемными керноприемниками // Обзор: Техника и технология геолого-разведочных работ, организация производства. – М.: ВИЭМС, 1983. – С. 22–30.

38. *Вартыкан В. Г., Зорин В. Ф., Кужельный В. М., Плавский Д. Н.* О результатах испытаний центрированных колонковых наборов при бурении снарядами со съемными керноприемниками (ССК) // Исслед., разработка и внедрение высокопроизводительных технических средств алмазного бурения. – М.: 1982. – С. 220.

39. *Прытков Б. А., Плавский Д. Н.* Внедрение ССК-46 при направленном бурении скважин: Сб. науч. тр. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 61.

40. Технология бурения скважин снарядами со съемными керноприемниками ССК-59: метод. указ. – Л.: ВИТР, 1976. – 22 с.

41. *Музапаров М. Ж., Донбаев Д. Д., Пеца В. В.* и др. Технология управления зенитным искривлением скважин диаметром 76 мм при бурении гидроударниками Г-7, Г-76У и комплексом КССК-76: метод. рук. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1988. – 19 с.

42. *Трущик М. М., Данилевич А. В.* Опыт бригады В. В. Яковлева по внедрению ССК // Разведка и охрана недр. – 1986. – № 3. – С. 5–7.

43. *Уржумов А. И.* Снижение интенсивности искривления при бурении ССК-59 // Разведка и охрана недр. – 1982. – № 8. –

С. 15–19.

44. Фильчук В. А., Ницканский Р. Е., Блинов Г. А., Плавский Д. Н. Исследование основных проблем технологии бурения глубоких направленных скважин комплексом ССК: Сб. науч. тр. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 5.

45. Гинзбург И. М., Крылов Г. А., Москалев Л. А. и др. Технология бурения скважин снарядами со съемными керноприемниками за рубежом / Обзор. – М.: ВИЭМС, 1984. – С. 32–38.

46. BOART drill rod advantages. Mining, Coal, Gold and Base. – 1990, jan. – P. 55.

47. CRAELIUS Product Catalogue // Craelius, Catalogue. – 1987. – N 110175. – P. 33.

48. DIAMOND Products Field Manual Longyear // Longyear Co. Catalogue. – 1987. – N 5. – P. 21.

49. DRILL Rods «WL» Series Wireline // IKS-Boyles Catalogue. – 1986. – N6. – P. 10.

50. IKS Wireline Core barrels // IKS-Boyles Catalogue. – 1986. – N 11. – P. 12.

51. LONGYEAR Diamond Tools // Longyear Catalogue N 2 MBP 8/85. – 1985. – P. 40.

52. LONGYEAR PCD Bits // Longyear Catalogue 2.5 MBP 4/86. – 1986. – N-4. – P. 15.

53. LONGYEAR CHD Heavy-Duty Wireline System // Longyear Catalogue. – 1987. – N 5. – P. 3.

54. LONGYEAR Heat-Threated Q Wireline Drill Rods // Longyear Catalogue 5 MBP 6/86. – 1986. – N-6. – P. 45.

55. LONGYEAR Heat-Threated CQ Wireline Drill Rods // Longyear Catalogue 5 MBP 9/86. – 1986. – N-9. – P. 35.

56. LONGYEAR Wireline Casing Advancer // Longyear Catalogue. – 1986. – N 10. – P. 27.

57. NQ «Wireline System // Longyear Catalogue NQ2» / 08-87. – 1987. – N-8. – P. 33.

58. SS130 Hydrogeologic wireline Drill Tool // Catalogue of Wuxi Drilling Tools Plant, KHP. – 1989. – N 9. – P. 22.

59. SPARE parts list for wireline corebarrel Geobor S // Craelius Catalogue. – N 1102809. – 1989, feb. -02, 1989. – P. 50.

60. TAFF-ROD //IKS-BOYLES Catalogue 9/85 5M. – 1985. –

N-9. – P. 32.

61. THE IKS Bore hole Stabilizer // IKS-Boyles Catalogue. – 1985. – N 3. – P. 52.

62. THE New Longyear Thin Kerf Wireline System // Mining, Coal, Cold and Base. – 1990, jan. – P. 56.

63. UNIQUE Plasma Aro Welded Wireline Core Drill Rig // Catalogue of Zhangjiakon Exploration Machinery Factory KHP. – 1989. – N 10. – P. 8.

64. WIRELINE Coring Eguipment // Catalogue of Suzhou Exploration Drill Tools FACTORY, KHP. – 1989. – N 12. – P. 6.

65. WIRELINE Drill Tools Double Tube Core Barrels // Catalogue of Wuxi Drilling Tools Factory, KHP. – 1989. – N 6. – P. 33.

66. WIRELINE Parker Type II // Longyear Catal. 200. – 1985. – N 7. – P. 5.

67. WIRELINE Core Barrels // Yoshida Boring Mashine Catalogue. – 1989. – N 4. – P. 32.

68. Новиков Г. П., Буглов Н. А., Новожилов Б. А., Воробьев Г. А., Козловский А. Е., Карпиков А. В. Основные принципы оптимизации параметров нижней части бурильной колонны при алмазном бурении геолого-разведочных скважин в анизотопных породах // Обзор: Техника и технология геолого-разведочных работ и орг. пр-ва. – М.: ВИЭМС, 1990. – С. 71: ил. – Библиогр.: –С. 69–71: 36 назв.

69. Стеблов Б. Е., Николаев Б. Н. К вопросу разработки жестких компо-новок для алмазного бурения // Новые направления в технике и технологии геолого-разведочных работ ПГО, Севзапгеология. – М., 1983. – 77 с.

70. Погарский А. А., Чефранов К. А., Шишкин О. П. Оптимизация процессов глубокого бурения. – М.: Недра. 1981. – С. 296.

71. Козловский Е. А., Комаров М. А. Кибернетические системы в разведочном бурении. – М: Недра, 1985. – 266 с.

72. Козловский Е. А., Питерский В. М., Комаров М. А. Кибернетика в бурении. – М.: Недра, 1982. – С. 298.

73. Солодкий К. М., Федоров А. Ф., Побалкин А. С. и др. Принцип выбора стабилизирующих компоновок с заданными оптимальными параметрами // Нефтяное хоз-во. – 1984. – № 9. –

С.17–19.

74. *Султанов Б. З.* Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны. – М.: Недра, 1991. – С. 208.

75. *Вудс Г., Лубински А.* Искривление скважин при бурении. – М.: Гостоптех.-издат., 1960. – С. 162.

76. *Воробьев Г. А., Лебедев А. С., Новожилов Б. А.* Исследование поведения бурильной колонны с помощью скоростной киносъемки // Изв. ВУЗов «Геология и разведка». – 1983. – № 6. – С. 33.

77. *Воробьев Г. А.* Оптимизация работы сжатой зоны бурильной колонны: автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 1986. – С. 28.

78. *Калинин А. Г.* Закономерности искривления скважин на железорудных месторождениях Горной Шории // Геология и разведка. – 1959. – № 11. – С. 108–117.

79. *Калинин А. Г.* Искривление скважин. – М.: Недра, 1974. – С. 304.

80. *Каулин В. А., Пономарев П. П., Шуляк А. А.* и др. Техника технология бурения глубоких (до 3000 м) геологоразведочных скважин // Обзор: ВИЭМС. – М., 1988. – 70 с.

81. *Кодзаев Ю. В.* Бурение разведочных горизонтальных скважин. – М.: Недра. 1983. – 290 с.

82. *Кодзаев Ю. В.* Разведка месторождений твердых полезных ископаемых многоствольными горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1989. – С. 200.

83. *Мельничук И. П.* Бурение направленных скважин малого диаметра. – М.: Недра, 1984. – С. 19.

84. *Морозов Ю. Т.* Методика и техника направленного бурения на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1987. – С. 221.

85. *Морозов Ю. Т.* Бесклиновые скользящие снаряды для алмазного направленного бурения. – Л.: Недра, 1981. – С.122–135.

86. *Музапаров М. Ж.* Технологические методы управления трассой скважины // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 10. – С. 37–40.

87. *Музапаров М. Ж.* Комплекс технологических методов управления зенитным искривлением скважин. – Алма-Ата: КазИМС, 1985. – С. 8: ил.

88. Музапаров М. Ж. Новая система управления трассой скважин. – Алма-Ата: КазИМС, 1988. – С. 6.

89. *Музапаров М. Ж., Бакиров А. Е.* Сервисная технология управления трассой скважин: Метод. рук-во. – Алма-Ата, 1988. – С. 44.

90. *Музапаров М. Ж.* Технология стабилизации изменения зенитного угла в условиях естественного искривления скважин. // Мат. Всесоюз. науч.-техн. конф. «Направленное бурение геологоразведочных скважин». – Чита, 1989. – С. 56–64.

91. *Музапаров М. Ж., Бакиров А. Е., Стеблов Б. Е.* и др. Управление трассой скважин по бесклиновой технологии. – М.: ВИЭМС, 1989. – С. 7.

92. *Музапаров М. Ж., Березюк А. М.* Регулирование трассы скважин при высокооборотном бурении по бесклиновой технологии. – М.: ВИЭМС, 1989. – С. 4.

93. *Музапаров М. Ж.* Новый подход к направленному бурению // Разведка и охрана недр. – 1989. – № 11. – С. 61–62.

94. *Музапаров М. Ж.* Технологические методы управления трассой скважин. // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 10. – С. 37–40.

95. *Музапаров М. Ж.* Теоретические основы разработки технологических параметров направленного бурения скважин с применением компоновок гидроударных и пневмоударных машин: дис. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. – Караганда: Фонды КарПТИ, 1994.

96. *Музапаров М. Ж.* Бесклиновая технология – самый простой и эффективный способ направленного бурения скважин. Wedge-free technology: the simplest and most effective directional well drilling method // Минеральные ресурсы Казахстана. – Алматы, 1997. – № 1. – С. 51–54.

97. *Музапаров М. Ж.* Управление искривлением скважин: учеб. пособие. – Алматы, КазНТУ, 2000. – С. 1-101.

98. *Музапаров М. Ж.* Направленное бурение. Бесклиновая технология: учеб. – Алматы, 2001. – Т. 1. – С. 204.

99. *Нескоромных В. В.* Теоретические и экспериментальные исследования основ механики разрушения горных пород в процессе формирования стволов скважины заданного направления и кривизны: автореф. д-ра технич. наук. – Томск,

1998.

100. Музапаров М. Ж. Определение длины полуволны бурильной колонны в наклонно направленной скважине: – Алматы: КазНТУ, 1998. – С. 1-23.

101. Романив А. В. Определение эффективности компоновок, используемых для предупреждения искривления скважин в сложных геолого-технических условиях. – Минск, 1982. – С. 65.

102. Страбыкин И. Н. Управление процессов искривления различных скважин малых диаметров: автореф. д-ра техн. наук. – М.: МГРИ, 1986. – С. 55.

103. Сулакишин С. С. Закономерности искривления и направленное бурение геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1966. – С. 293.

104. Сулакишин С. С., Калинин А.Г., Спиридонов В.И. Техника и технология направленного бурения скважин. – М.: Недра, 1967. – С. 100–108.

105. Шолохов Л. Г. Теоретические основы технологии и проектирование направленного бурения скважин. – Свердловск: СГИ, 1982. – С.87–95.

106. Михеев Н. Н. Анализ формы локального искривления ствола скважины // Методика и техника разведки. – Л.: ОНТИ ВИТР, 1980. – С. 26.

107. Бать М. И., Джанелидзе Г. Ю., Кельзон А. С. Теоретическая механика в примерах и задачах. – М.: Наука, 1972. – Т. 2. – С. 624.

108. Мұзапаров М. Ж., Дамысұлы Е., Аршидинова М.Т. КНБК-ның тұрақтандырушы ұзындығы // Межд. конф. «Молодые ученые – 10-летию независимости Казахстана»: Сб. докл. / КазНТУ. – Алматы, 2001. – Ч. 2. – С. 787–790.

109. Мұзапаров М. Ж., Ешманов Д. Ж., Дамысұлы Е., Аршидинова М. Т. Бұрғылау тізбегінің жартылай толқын ұзындығын анықтау // Тр. Междун. конф. «Молодые ученые – 10-летию независимости Казахстана» / КазНТУ. – Алматы, 2001. – Ч. 2. – С. 781–784.

110. Алдамжаров Н. Н., Ешманов Д. Ж., Аршидинова М. Т. Определение длины полуволны бурильной колонны // V Междун. симпоз.: Сб. тез. докл. – С-Пб.: ЛГИ, 2001. – С. 40.

111. Ешманов Д. Ж., Дамысұлы Е, Аришидинова М. Т. Механизм зенитного искривления скважин при вертикальном (ротаторном) бурении // Междун. конф. «Проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли Казахстана в XXI веке»: Сб. докл. – Актау, 2001. – С. 34–39.

112. Музапаров М. Ж., Адылханов И. А., Аришидинова М. Т. Отечественный опыт бурения направленных скважин со съёмными керноприемниками // Междун. конф. ЦАУ: Сб. докл. – Алматы, 2002. – С. 124–127.

113. Музапаров М. Ж., Адылханов И. А., Аришидинова М. Т. Зарубежный опыт бурения направленных скважин со съёмными керноприемниками // Междун. конф. ЦАУ: Сб. докл. – Алматы, 2002. – С. 127–131.

114. Музапаров М. Ж., Аришидинова М. Т. Зоны и направления зенитного искривления скважин диаметром 96 мм комплексом HQ. // Тр. II Междун. конф. мол. ученых / КазНТУ. – Алматы, 2002. – С. 38–43.

115. Аришидинова М. Т. Ұңғымаларды ағытылмалы тасбаған кабылдағыш аспабымен бағдарлы бұрғылаудағы отандық тәжірибесі // Междун. конф. «Молодые ученые – 70-летию КазНТУ»: Сб. докл. / КазНТУ. – Алматы, 2004. – Ч.2.– С. 596–598.

116. Аришидинова М. Т. Q типті снарядтар арқылы ұңғымаларды бағытта-ма бұрғылаудағы шет елдік тәжірибе // Межд. конф. «Молодые ученые – 70-летию КазНТУ»: сб. докл. / КазНТУ. – Алматы. – 2004. – Ч. 2. – С. 602–605.

117. Аришидинова М. Т. Ұңғымалардың зениттік қисаюын басқару // Междун. конф. «Молодые ученые – 70-летию КазНТУ»: Сб. докл. / КазНТУ. – Алматы, 2004. – Ч. 2. – С. 599–602.

118. Алдамжаров Н. Н., Әділханов И. А. Расчет длины полутолны бурильной колонны HQ (BOART LONGYEAR) // Научно-технический журн. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М., 2004. – № 10. – С. 10–11.

119. Алдамжаров Н. Н., Әділханов И. А. Математическая модель зенитного искривления скважин // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М., 2004. – № 11. – С. 10–12.

120. Музапаров М. Ж., Аришидинова М. Т. Современные методы проведения геотехнологических скважин //Сб. тр. второй Междун. науч.- практ. конф., посвященной 15-летию независимости Республики Казахстан «Горное дело и металлургия в Казахстане. Состояние и перспективы». –Алматы, 2006. – С.195–197.

121. Музапаров М. Ж., Аришидинова М. Т. Оптимальные параметры компоновок бескернового бурения геотехнологических скважин // Сб. тр. второй Междун. науч.- практ. конф., посвященной 15-летию независимости Республики Казахстан «Горное дело и металлургия в Казахстане. Состояние и перспективы». -Алматы, 2006. – С. 208–211.

122. Аришидинова М. Т. Теоретическое обоснование анализа фильтраци-онных процессов в деформированных ячейках при подземном скважинном выщелачивании металлов // Вест. КазНТУ. –Алматы, 2008, № 1. С. 34–37.

123. Аришидинова М. Т. Установление закономерности фактического ухода забоя глубины технологических скважин для подземного скважинного выщелачивания урана // Промышленность Казахстана. –Алматы, 2008. № 2. С. 80–82.

124. Аришидинова М. Т. Минимизация ухода забоя технологических скважин при подземном скважинном выщелачивании металла //Горный журнал Казахстана. –Алматы, 2008. № 3. –С.11–13.

ГЛОССАРИЙ

Бесклиновая технология – совокупность способов и средств бурения с запрограммированными параметрами КНБК и строго регламентированным технологическим режимом бурения с учётом геологических условий и обеспечивающими заданное направление без применения дискретных отклонителей.

Выкручивание скважины – спад кривизны или уменьшение зенитного угла скважины.

Выполаживание скважины – набор кривизны или увеличение зенитного угла скважины.

Геологические условия 1-типа – совокупность геологических причин (факторов), вызывающих закономерное (естественное) искривление с ярко выраженной тенденцией к выполаживанию скважины.

Геологические условия 2-типа – то же самое с тенденцией к выкручиванию скважины.

Геологические условия 3-типа – то же – к стабилизации.

Длина полуволны L_T – по Г. Вудсу и А. Лубинскому (1960) – отрезок бурильных труб между долотом (пикобуром) или переходником колонкового набора и первой точкой касания нижней свечи стенок скважины; L_T – в отечественной литературе – четверть волны.

Кажущийся радиус скважины – половина разности диаметров скважины и бурильной колонны.

КНБК – компоновка низа бурильной колонны – состоит из нижней свечи и колонкового набора (долота или пикобура).

Негативное искривление – непреднамеренное и нежелательное отклонение трассы скважины от проектной.

Профилактика искривления – целенаправленное предупреждение ожидаемого негативного искривления скважины.

Стабилизация зенитного угла – обеспечение заданного зенитного угла с интенсивностью $I_\theta \leq \pm 0,005^\circ/\text{м}$.

Стабилизирующая длина L_{CT} – длина колонкового набора L вместе с керновым материалом (или КНБК), равновесная длине одной полуволны нижней свечи, – первая L_{CT_1} стабилизирующая

длина; двух полуволен – вторая стабилизирующая L_{CT_2} ; трёх полуволен – третья стабилизирующая длина колонкового набора L_{CT_3} (или *КНБК*).

Угол стабилизации или стабилизирующий угол θ_{CT_1} , θ_{CT_2} и т. д. – зенитный угол, соответствующий значениям L_{CT_1} , L_{CT_2} и т. д.

I_θ – интенсивности зенитного искривления скважин, $^\circ/\text{м}$.

D , d – диаметры скважин и колонкового набора (или *КНБК*), м.

m – число полуволен, уравнивающих набор заданной длины L .

L_n , Q_n – длина (м) и вес (кН) подшипникового узла (*HQ*).

P_T , $P_{к.н.}$, $P_{к.}$, $P_{к.м.}$ – соответственно вес (кН) 1 м бурильной колонны (нижней свечи), колонкового набора вместе с керном, колонковой трубы и кернового материала с плотностью γ ($\text{кН}/\text{м}^3$).

K_ψ , $k_{в.к.}$ – коэффициенты длины цикла (рейса) и выхода керна.

K_ψ – коэффициент, зависящий от частоты вращения снаряда.

P – осевая нагрузка, кН.

n – частота вращения снаряда, об/мин.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ.....	5
1	СОСТОЯНИЕ ПРЕДМЕТА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	7
1.1	Анализ известных источников по теме.....	7
1.2	Буровые снаряды со съемными керноприемниками LONGYEAR (США).....	15
1.3	Буровые снаряды со съемными керноприемниками JKS-BOYLES (КАНАДА).....	16
1.4	Зарубежный опыт бурения направленных скважин снарядами со съемными керноприемниками.....	17
1.5	Отечественный опыт бурения направленных скважин снарядами со съемными керноприемниками.....	24
2	ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ РАСТВОРА В ДЕФОРМИРОВАННЫХ ЯЧЕЙКАХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ СКВАЖИННОМ ВЫЩЕЛАЧИВАНИИ УРАНА.....	28
2.1	Определение времени отработки блоков с учетом деформации геометрических фигур ячеек в продуктивном горизонте.....	35
2.2	Определение параметра ΔT сокращения времени отработки блоков при управлении уходом забоя скважин.....	39
2.3	Математическая модель концентрации продуктивного раствора по времени для деформированных ячеек...	42
3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СЖАТОЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.....	45
3.1	Основные принципы формирования модели.....	45
3.2	Форма изогнутой бурильной колонны.....	47
3.3	Критические условия.....	48
3.4	Определение длины нижней полуволны.....	50
4	ОБЩАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ ДЛИНЫ ЗАБОЙНОЙ КОМПОНОВКИ.....	61
4.1	Модель стабилизирующей длины забойной ко мпановки при бурении с отбором керна.....	61
4.2	Модель стабилизирующей длины забойной	

	компановки при бескерновом бурении.....	80
4.3	Исследование параметров компоновок бескернового бурения геотехнологических скважин.....	82
4.4	Закономерность фактического ухода забоя глубины скважины с применением нового способа его коррекции.....	90
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	100
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	115

Приложение А

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251111

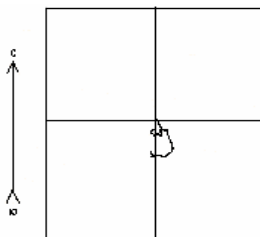


Рис. А.1. Схема инклинометрии для скважины 251111 на площади 20×20

Таблица А.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	290,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	85,00	0,00	25,0	0,11	0,01	25,00	0,11
4	140,00	0,50	50,0	0,07	0,12	50,0	0,13
5	165,00	1,00	75,0	-0,22	0,27	75,0	0,35
6	135,00	1,25	100,0	-0,65	0,51	99,99	0,83
7	215,00	1,50	125,0	-1,25	0,56	124,99	1,37
8	0,00	1,00	150,0	-1,08	0,04	149,98	1,08
9	330,00	0,75	175,0	-0,71	-0,06	174,98	0,72
10	155,00	1,25	200,0	-0,92	-0,44	199,97	1,02
11	110,0	1,00	225,0	-1,25	-0,08	224,97	1,25
12	360,00	0,75	250,0	-1,03	0,23	249,96	1,05
13	65,00	1,00	275,0	-0,71	0,44	274,96	0,83
14	145,00	1,00	300,0	-0,82	0,86	299,96	1,19
15	0,00	0,75	325,0	-0,70	1,22	324,96	1,41
16	245,00	0,75	350,0	-0,53	0,95	349,95	1,08
17	90,00	1,00	375,00	-0,90	1,03	374,95	1,37
18	240,00	1,25	400,0	-1,38	1,16	399,95	1,80
19	75,00	1,00	425,0	-1,83	1,34	424,94	2,27

20	245,00	2,00	450,0	-2,44	1,57	449,93	2,90
21	205,00	2,00	475,0	-3,06	0,95	474,92	3,20
22	345,00	1,75	500,0	-2,99	0,14	499,90	2,99
23	190,00	1,25	525,0	-3,02	-0,52	524,89	3,06
24	15,00	0,50	550,0	-3,10	-0,14	549,89	3,10
25	255,00	1,25	575,0	-2,83	-0,41	574,89	2,86
26	50,00	0,50	590,0	-2,63	-0,52	589,89	2,68

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 2,68 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,89 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 191,20 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,26 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,11м.

Приложение Б

**Результаты интерпретации инклинометрии скважины
251118**

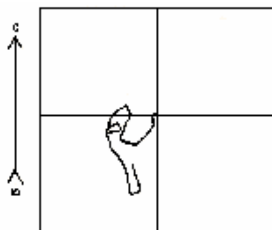


Рис. Б.1. Схема инклинометрии для скважины 251118 на площади 20×20

Таблица Б.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	46,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	299,00	1,25	25,0	0,38	-0,05	25,00	0,38
4	167,00	1,75	50,0	-0,02	-0,57	49,99	0,57
5	183,00	1,75	75,0	-0,78	-0,51	74,98	0,93
6	245,00	2,75	100,0	-1,59	-1,05	99,96	1,91

7	205,00	3,25	125,0	-2,51	-1,98	124,92	3,20
8	6,00	3,50	150,0	-2,12	-3,40	149,88	4,01
9	36,00	2,75	175,0	-0,85	-0,91	174,84	3,03
10	24,00	2,25	200,0	0,10	-2,36	199,82	2,37
11	283,0	1,75	225,0	0,88	-2,75	224,80	2,89
12	208,00	2,25	250,0	0,51	-3,55	249,79	3,58
13	234,00	1,75	275,0	-0,14	-4,12	274,77	4,12
14	153,00	4,50	300,0	-1,47	-4,44	299,74	4,68
15	360,00	1,25	325,0	-1,18	-3,22	324,70	3,43
16	290,00	1,75	350,0	-0,64	-3,59	349,70	3,65
17	190,00	3,50	375,00	-1,21	-4,59	374,67	4,74
18	135,00	3,75	400,0	-2,72	-4,11	399,62	4,93
19	154,00	3,50	425,0	-4,01	-3,19	424,57	5,12
20	160,00	2,50	450,0	-5,21	-2,68	449,54	5,86
21	189,00	1,75	475,0	-6,13	-2,59	474,52	6,66
22	142,00	1,25	500,0	-6,77	-2,43	499,51	7,19
23	352,00	2,75	525,0	-6,43	-1,63	524,49	6,63
24	334,00	2,50	550,0	-5,33	-1,96	549,47	5,68
25	350,00	1,25	575,0	-4,55	-2,21	574,45	5,06
26	356,00	1,50	590,0	-4,20	-2,26	589,45	4,77

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,77 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,45 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 208,27град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,46 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,55 м.

Приложение В

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251139

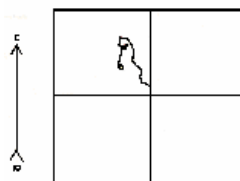


Рис. В.1. Схема инклинометрии для скважины 251119 на площади
20×20

Таблица В.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	139,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	235,00	0,75	25,0	-0,27	-0,03	25,00	0,27
4	46,00	1,00	50,0	0,02	-0,27	50,00	0,27
5	22,00	1,25	75,0	0,43	0,01	74,99	0,43
6	4,00	1,25	100,0	0,96	0,13	99,98	0,97
7	234,00	1,75	125,0	1,28	-0,44	124,98	1,35
8	357,00	1,25	150,0	1,56	-1,03	149,97	1,87
9	342,00	1,25	175,0	2,10	-1,13	174,96	2,38
10	32,00	2,25	200,0	2,85	-1,04	199,95	3,04
11	243,0	1,25	225,0	3,42	-1,56	224,94	3,76
12	45,00	2,25	250,0	4,04	-2,01	249,93	4,51
13	346,00	2,25	275,0	4,98	-1,74	274,91	5,28
14	334,00	1,00	300,0	5,65	-1,99	299,90	5,99
15	331,00	2,50	325,0	6,32	32,34	324,89	6,74
16	232,00	1,75	350,0	6,51	-3,25	349,87	7,27
17	145,00	2,25	375,00	5,65	-3,38	374,85	6,58
18	106,00	1,00	400,0	5,23	-2,80	399,84	5,94
19	334,00	2,25	425,0	5,78	-2,34	424,83	6,23
20	176,00	1,75	450,0	5,55	-3,19	449,82	6,40
21	183,00	1,50	475,0	4,84	-3,18	474,81	5,79
22	198,00	2,75	500,0	3,93	-3,35	499,79	5,16
23	179,00	1,00	525,0	3,12	-3,47	524,78	4,67
24	32,00	2,25	550,0	2,93	-2,79	549,77	4,05
25	258,00	1,00	575,0	3,51	-3,19	574,76	4,75
26	168,00	1,00	590,0	3,29	-3,34	589,75	4,69

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,69 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,75 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 314,64 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,46 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,25 м.

Приложение Г

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251210

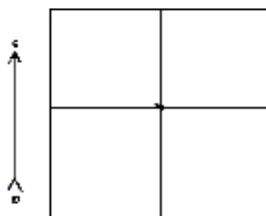


Рис. Г.1. Схема инклинометрии для скважины 251210 на площади 20×20

Таблица Г.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	175,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	133,00	0,25	25,0	-0,10	0,05	25,00	0,11
4	210,00	0,00	50,0	-0,15	0,06	50,00	0,16
5	200,00	0,25	75,0	-0,20	0,03	75,00	0,20
6	75,00	0,25	100,0	-0,28	0,11	100,00	0,30
7	40,00	0,50	125,0	-0,19	0,24	125,00	0,31
8	336,00	0,50	150,0	0,02	0,27	150,00	0,28
9	168,00	0,00	175,0	-0,01	0,17	175,00	0,17
10	65,00	0,50	200,0	-0,06	0,27	200,00	0,28
11	345,0	0,50	225,0	0,14	0,36	225,00	0,39
12	180,00	0,25	250,0	0,12	0,20	250,00	0,23
13	43,00	0,25	275,0	0,08	0,30	275,00	0,31
14	357,00	0,25	300,0	0,18	0,34	300,00	0,38
15	228,00	0,25	325,0	0,22	0,24	325,00	0,32
16	51,00	0,25	350,0	0,14	0,31	350,00	0,34
17	355,00	0,00	375,00	0,19	0,33	374,99	0,38
18	187,00	0,25	400,0	0,19	0,27	399,99	0,33
19	90,00	0,00	425,0	0,15	0,31	424,99	0,34
20	358,00	0,50	450,0	0,23	0,39	449,99	0,45
21	182,00	0,00	475,0	0,23	0,28	474,99	0,36

22	360,00	1,25	500,0	0,23	0,00	499,99	0,23
23	187,00	0,50	525,0	0,25	-0,38	524,99	0,45
24	128,00	1,00	550,0	-0,05	-0,25	549,99	0,26
25	333,00	1,00	575,0	0,23	0,09	574,98	0,24
26	126,00	0,00	585,0	0,29	0,15	584,98	0,32

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 0,32 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,98 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 27,94 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,03 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,02 м.

Приложение Д

**Результаты интерпретации инклинометрии скважины
251201**

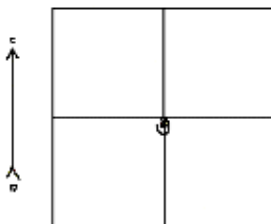


Рис. Д.1. Схема инклинометрии для скважины 251201 на площади 20×20

Таблица Д.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	311,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	259,00	0,25	25,0	0,03	-0,11	25,00	0,11
4	181,00	0,75	50,0	-0,14	-0,25	50,00	0,28
5	124,00	0,50	75,0	-0,38	-0,12	75,00	0,40
6	46,00	0,25	100,0	-0,37	0,04	100,00	0,37
7	357,00	0,00	125,0	-0,32	0,06	125,00	0,32
8	276,00	0,25	150,0	-0,28	0,03	150,00	0,28
9	78,00	0,25	175,0	-0,17	0,02	175,00	0,17
10	137,00	0,50	200,0	-0,22	0,18	200,00	0,28

11	179,00	1,25	225,0	-0,57	0,32	224,99	0,65
12	263,00	0,75	250,0	-0,90	0,03	249,99	0,90
13	302,00	0,50	275,0	-0,84	-0,23	274,99	0,87
14	12,00	0,25	300,0	-0,69	-0,30	299,99	0,75
15	62,00	0,25	325,0	-0,60	-0,23	324,99	0,65
16	151,00	0,50	350,0	-0,65	-0,07	349,99	0,65
17	339,00	0,25	375,00	-0,58	0,07	374,99	0,58
18	27,00	0,25	400,0	-0,47	0,08	399,99	0,48
19	92,00	0,50	425,0	-0,39	0,22	424,99	0,45
20	154,00	0,50	450,0	-0,51	0,40	449,98	0,65
21	173,00	0,75	475,0	-0,77	0,48	474,98	0,91
22	188,00	1,25	500,0	-1,2	0,48	499,98	1,30
23	231,00	0,50	525,0	-1,54	0,29	524,98	1,56
24	279,00	1,00	550,0	-1,62	-0,03	549,97	1,62
25	326,00	1,50	575,0	-1,33	-0,49	574,97	1,42
26	352,00	2,25	590,0	-0,87	-0,66	589,96	1,09

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 1,09 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,96 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 217,29 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,11 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,04 м.

Приложение Е

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251403

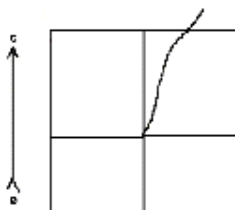


Рис. Е.1. Схема инклинометрии для скважины
251403 на площади 20×20

Таблица Е.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	300,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	294,00	0,25	25,0	0,05	-0,10	25,00	0,11
4	320,00	0,50	50,0	0,15	-0,23	50,00	0,27
5	358,00	0,00	75,0	0,25	-0,27	75,00	0,37
6	81,00	0,25	100,0	0,29	-0,23	100,00	0,37
7	50,00	0,75	125,0	0,38	-0,03	125,00	0,38
8	37,00	1,50	150,0	0,74	0,30	149,99	0,80
9	20,00	2,25	175,0	1,46	0,69	174,98	1,61
10	22,00	2,00	200,0	2,32	1,03	199,96	2,54
11	6,00	2,25	225,0	3,22	1,25	224,95	3,46
12	12,00	2,25	250,0	4,19	1,40	249,93	4,42
13	19,00	2,00	275,0	5,08	1,65	274,91	5,35
14	19,00	2,25	300,0	5,96	1,95	299,89	6,27
15	15,00	2,75	325,0	7,00	2,27	324,87	7,36
16	40,00	4,25	350,0	8,36	2,98	349,82	8,87
17	55,00	2,75	375,00	9,39	4,10	374,77	10,25
18	41,00	2,75	400,0	10,19	4,99	399,75	11,35
19	50,00	0,00	425,0	10,61	5,42	424,74	11,92
20	20,00	2,75	450,0	11,10	5,77	449,73	12,51
21	45,00	2,25	475,0	12,02	6,35	474,71	13,60
22	65,00	2,75	500,0	12,65	7,25	499,68	14,58
23	55,00	4,25	525,0	13,41	8,57	524,64	15,91
24	45,00	4,75	550,0	14,67	10,07	549,56	17,80
25	8,00	2,75	575,0	16,14	10,80	574,51	19,42
26	45,00	2,00	585,0	16,51	10,98	584,50	19,83

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 19,83 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,50 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 33,64 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 1,94 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,50 м.

Приложение Ж

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251403

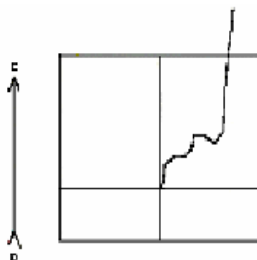


Рис. Ж.1. Схема инклинометрии для скважины 251403 на площади 20×20

Таблица Ж.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,X	Коорд,Y	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	320,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	285,00	0,25	25,0	0,06	-0,09	25,00	0,11
4	265,00	0,50	50,0	0,07	-0,26	50,00	0,27
5	210,00	0,25	75,0	-0,02	-0,39	75,00	0,39
6	170,00	0,25	100,0	-0,12	-0,41	100,00	0,43
7	100,00	0,25	125,0	-0,20	-0,33	125,00	0,39
8	45,00	1,25	150,0	-0,10	-0,02	150,00	0,10
9	5,00	2,50	175,0	0,64	0,32	174,98	0,72
10	5,00	2,50	200,0	1,73	0,42	199,96	1,78
11	110,00	2,25	225,0	2,28	1,29	224,94	2,62
12	70,00	2,25	250,0	2,28	2,27	249,92	3,22
13	25,00	2,25	275,0	2,95	3,00	274,90	4,20
14	10,00	2,00	300,0	3,83	3,28	299,88	5,04
15	165,00	2,75	325,0	3,88	4,31	324,86	5,80
16	75,00	2,75	350,0	3,28	5,35	349,83	6,27
17	5,00	3,00	375,00	4,24	6,16	374,80	7,47
18	5,00	3,25	400,0	5,59	6,27	399,76	8,41
19	5,00	3,25	425,0	7,01	6,40	424,72	9,49
20	5,00	3,00	450,0	8,36	6,52	449,69	10,60
21	10,00	3,25	475,0	9,71	6,69	474,65	11,80
22	10,00	3,00	500,0	11,06	6,93	499,61	13,05

23	5,00	4,75	525,0	12,73	7,15	524,55	14,60
24	5,00	5,00	550,0	14,85	7,34	549,46	16,56
25	5,00	3,00	575,0	16,59	7,49	574,40	18,20
26	35,00	2,25	590,0	17,29	7,75	589,38	18,95

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 18,95 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,38 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 24,13 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 1,84 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,62 м.

Приложение И

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251209

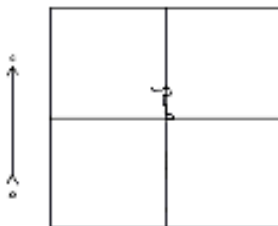


Рис. И.1. Схема инклинометрии для скважины
251209 на площади 20 × 20

Таблица И.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	355,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	358,00	0,25	25,0	0,11	-0,01	25,00	0,11
4	80,00	0,25	50,0	0,19	-0,06	50,00	0,20
5	250,00	0,50	75,0	0,04	0,10	75,00	0,11
6	136,00	0,25	100,0	-0,12	0,07	100,00	0,14
7	92,00	0,50	125,0	-0,19	0,22	125,00	0,29
8	81,00	0,50	150,0	-0,18	0,43	150,00	0,47
9	30,00	1,00	175,0	0,01	0,70	174,99	0,70

10	225,00	1,00	200,0	0,27	0,36	199,99	0,45
11	332,00	0,75	225,0	0,33	-0,02	224,99	0,33
12	5,00	0,75	250,0	0,65	-0,08	249,99	0,66
13	115,00	0,00	275,0	0,73	0,06	274,99	0,74
14	360,00	0,25	300,0	0,76	0,10	299,99	0,77
15	280,00	0,50	325,0	0,89	-0,00	324,98	0,89
16	15,00	1,00	350,0	1,16	-0,18	349,98	1,18
17	329,00	1,00	375,00	1,60	-0,24	374,98	1,61
18	25,00	1,25	400,0	2,09	-0,26	399,97	2,10
19	180,00	0,25	425,0	2,01	0,06	424,97	2,02
20	5,00	1,00	450,0	2,00	0,33	449,97	2,03
21	360,00	1,00	475,0	2,44	0,35	474,97	2,46
22	290,00	1,00	500,0	2,80	0,10	499,96	2,80
23	195,00	1,50	525,0	2,54	-0,39	524,96	2,57
24	330,00	2,00	550,0	2,44	-1,14	549,95	2,70
25	350,00	0,50	565,0	2,75	-1,26	574,94	3,03

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,03 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 564,94 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 335,47 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,31 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,06 м.

Приложение К

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251112

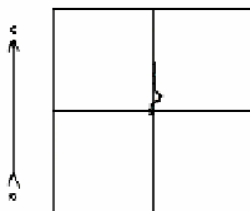


Рис. К.1. Схема инклинометрии для скважины 251112 на площади 20
×20

Таблица К.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	121,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	145,00	0,25	25,0	-0,07	0,08	25,00	0,11
4	285,00	0,75	50,0	-0,25	-0,05	50,00	0,26
5	270,00	0,75	75,0	-0,21	-0,37	75,00	0,43
6	216,00	0,25	100,0	-0,31	-0,56	100,00	0,64
7	354,00	0,00	125,0	-0,36	-0,57	125,00	0,68
8	86,00	0,75	150,0	-0,45	-0,43	150,00	0,62
9	0,00	0,25	175,0	-0,13	-0,13	174,99	0,18
10	260,00	0,75	200,0	0,15	-0,46	199,99	0,49
11	138,00	0,50	225,0	-0,10	-0,55	224,99	0,56
12	45,00	1,00	250,0	-0,11	-0,23	249,98	0,25
13	360,00	1,25	275,0	0,34	-0,04	274,98	0,34
14	266,00	0,75	300,0	0,64	-0,36	299,98	0,75
15	111,00	0,75	325,0	0,31	-0,41	324,97	0,51
16	0,00	1,00	350,0	0,53	-0,09	349,97	0,54
17	226,00	0,50	375,00	0,66	-0,39	374,97	0,77
18	75,00	1,00	400,0	0,37	-0,23	399,97	0,44
19	337,00	0,75	425,0	0,72	-0,06	424,96	0,72
20	124,00	1,00	450,0	0,96	0,23	449,96	0,99
21	320,00	1,25	475,0	1,32	0,56	474,96	1,44
22	114,00	0,75	500,0	1,67	0,82	499,95	1,86
23	273,00	1,00	525,0	1,30	0,73	524,95	1,49
24	0,00	3,00	550,0	1,94	0,13	549,93	1,94
25	0,00	3,75	575,0	3,41	0,13	574,89	3,41
26	0,00	4,00	595,0	4,76	0,13	589,84	4,76

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,76 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 594,84 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 1,60 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,46 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,16 м.

Приложение Л

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251113

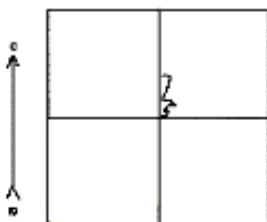


Рис. Л.1. Схема инклинометрии для скважины 251113 на площади 20×20

Таблица Л.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	85,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	60,00	0,25	25,0	0,02	0,05	25,00	0,05
4	55,00	0,75	50,0	0,13	0,24	50,00	0,27
5	8500	0,50	75,0	0,23	0,49	75,00	0,54
6	50,00	0,50	100,0	0,31	0,69	100,00	0,76
7	5,00	1,00	125,0	0,60	0,84	124,99	1,04
8	275,00	0,75	150,0	0,89	0,60	149,99	1,08
9	180,00	0,25	175,0	0,75	0,44	174,99	0,87
10	85,00	0,50	200,0	0,64	0,56	174,99	0,85
11	350,00	0,50	225,0	0,81	0,69	299,99	1,06
12	285,00	0,25	250,0	0,93	0,58	224,99	1,10
13	160,00	0,25	275,0	0,85	0,51	349,99	0,99
14	10,00	0,75	300,0	0,87	0,73	274,99	1,13
15	275,00	0,25	325,0	1,04	0,59	299,99	1,20
16	105,00	0,50	350,0	0,88	0,56	324,99	1,04
17	355,00	1,00	375,00	1,09	0,81	349,99	1,36
18	170,0	0,25	400,0	1,13	1,09	374,98	1,56
19	20,00	1,50	425,0	1,09	1,47	399,98	1,83
20	250,00	1,25	450,0	1,52	1,04	424,98	1,84
21	330,00	2,00	475,0	1,76	0,37	449,97	1,80

22	80,00	1,00	500,0	2,35	0,65	474,96	2,44
23	305,00	1,00	525,0	2,78	0,75	524,95	2,88
24	90,00	0,50	550,0	3,09	0,84	549,95	3,20
25	315,00	3,00	575,0	3,80	1,14	574,94	3,96
26	240,00	2,50	590,0	3,89	0,42	589,92	3,91

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,91 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,92 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 6,21 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,38 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,08 м.

Приложение М

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251229

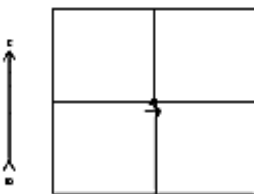


Рис. М.1.Схема инклинометрии для скважины 251229 на площади
20 × 20

Таблица М.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	70,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	50,00	0,50	25,0	0,05	0,09	25,00	0,11
4	290,00	0,50	50,0	0,27	0,06	50,00	0,28
5	255,00	0,75	75,0	0,28	-0,22	75,00	0,35
6	175,00	0,75	100,0	0,01	-0,40	100,00	0,40
7	95,00	0,50	125,0	-0,18	-0,21	124,99	0,28
8	40,00	0,50	150,0	-0,10	-0,01	149,99	0,10
9	275,00	0,50	175,0	0,11	-0,09	174,99	0,14
10	285,00	0,75	200,0	0,15	-0,36	199,99	0,39
11	210,00	0,50	225,0	0,05	-0,61	224,99	0,62

12	160,00	0,75	250,0	-0,22	-0,64	249,99	0,67
13	45,00	0,75	275,0	-0,29	-0,32	274,99	0,43
14	210,00	0,50	300,0	-0,46	-0,10	299,98	0,47
15	50,00	0,75	325,0	-0,64	0,11	324,98	0,64
16	195,00	0,50	350,0	-0,78	0,34	349,98	0,85
17	90,00	0,50	375,00	-0,95	0,47	374,98	1,06
18	265,00	0,75	400,0	-1,23	0,48	399,98	1,32
19	200,00	0,75	425,0	-1,43	0,22	424,98	1,44
20	80,00	0,50	450,0	-1,64	0,40	449,97	1,68
21	265,00	0,50	475,0	-1,42	0,37	474,97	1,47
22	65,00	0,25	500,0	-1,26	0,33	499,97	1,30
23	275,00	1,00	525,0	-0,99	0,28	524,97	1,03
24	285,00	0,75	550,0	-0,93	-0,10	549,97	0,93
25	225,00	1,75	575,0	-1,07	-0,62	574,96	1,24
26	315,00	1,50	590,0	-1,07	-1,05	589,96	1,50

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 1,50 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,96 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 224,48 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,15 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,04 м.

Приложение Н

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251219

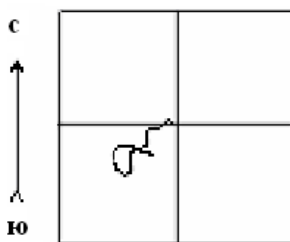


Рис. Н.1. Схема инклинометрии для скважины 251229 на площади 20 × 20

Таблица Н.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	324,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	265,00	0,75	25,0	0,14	-0,30	25,00	0,33
4	313,00	0,75	50,0	0,24	-0,61	50,00	0,65
5	15400	1,00	75,0	0,02	-0,91	74,99	0,91
6	298,00	1,25	100,0	-0,33	-1,27	99,99	1,31
7	234,00	0,75	125,0	-0,36	-1,70	124,98	1,74
8	290,00	0,75	150,0	-0,40	-2,03	149,98	2,07
9	165,00	1,50	175,0	-0,73	-2,39	174,98	2,50
10	172,00	1,25	200,0	-1,32	-2,27	199,97	2,63
11	189,00	1,25	225,0	-1,87	-2,27	224,96	2,94
12	290,00	1,75	250,0	-2,20	-2,84	249,96	3,59
13	254,00	0,75	275,0	-2,18	-3,38	274,95	4,02
14	200,00	1,00	300,0	-2,44	-3,66	299,95	4,40
15	176,00	0,75	325,0	-2,82	-3,71	324,94	4,66
16	183,00	1,50	350,0	-3,31	-3,71	349,94	4,97
17	154,00	1,50	375,00	-3,95	-3,58	374,93	5,33
18	295,00	1,75	400,0	-4,46	-4,08	399,92	6,04
19	304,00	1,75	425,0	-4,08	-4,74	424,91	6,26
20	360,00	1,75	450,0	-3,41	-5,10	449,90	6,13
21	333,00	1,25	475,0	-2,77	-5,25	474,89	5,94
22	88,00	1,75	500,0	-2,21	-4,92	499,88	5,39
23	73,00	2,00	525,0	-2,07	-4,11	524,87	4,61
24	122,00	2,25	550,0	-2,19	-3,19	549,85	3,87
25	105,00	2,00	575,0	-2,56	-2,34	574,83	3,47
26	98,00	2,75	590,0	-2,69	-1,74	589,82	3,20

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,20 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,82 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 212,87 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,31 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,18 м.

Приложение II

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251101-b

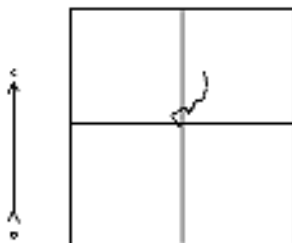


Рис. П.1.Схема инклинометрии для скважины 251101-b на площади 20×20

Таблица П.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,X	Коорд,Y	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	243,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	257,00	0,75	25,0	-0,11	-0,31	25,00	0,33
4	356,00	0,25	50,0	0,02	-0,48	50,00	0,48
5	291,00	1,50	75,0	0,32	-0,71	74,99	0,78
6	357,00	0,25	100,0	0,63	-0,93	99,99	1,13
7	89,00	1,00	125,0	0,83	-0,75	124,99	1,12
8	61,00	0,50	150,0	0,92	-0,43	149,99	1,01
9	52,00	0,50	175,0	1,04	-0,25	174,99	1,07
10	46,00	0,25	200,0	1,15	-0,13	199,99	1,15
11	72,00	0,50	225,0	1,23	0,01	224,99	1,23
12	107,00	1,00	250,0	1,23	0,34	249,98	1,28
13	252,00	0,25	275,0	0,96	0,34	274,98	1,02
14	61,00	0,25	300,0	1,06	0,30	299,98	1,10
15	102,00	1,50	325,0	1,12	0,68	324,98	1,31
16	238,00	0,00	350,0	0,79	0,73	349,98	1,08
17	4,00	1,00	375,00	0,91	0,55	374,98	1,06
18	84,00	1,00	400,0	1,22	0,85	399,97	1,49
19	358,00	0,25	425,0	1,43	1,03	424,97	1,76
20	21,00	1,25	450,0	1,75	1,08	449,97	2,06
21	136,00	1,50	475,0	1,87	1,67	474,96	2,51

22	357,00	0,25	500,0	2,02	2,02	499,96	2,86
23	13,00	1,50	525,0	2,40	2,05	524,96	3,16
24	6,00	2,00	550,0	3,15	2,18	549,94	3,83
25	334,00	1,50	575,0	3,91	2,05	574,93	4,41
26	359,00	1,50	588,0	4,24	1,97	587,93	4,67

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,67 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 587,93 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 24,92 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,46 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,07 м.

Приложение Р

**Результаты интерпретации инклинометрии скважины
251215**

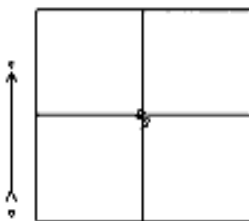


Рис. Р.1. Схема инклинометрии для скважины 251215 на площади 20×20

Таблица Р.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	65,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	25,00	0,25	25,0	0,08	0,08	25,00	0,11
4	355,00	0,50	50,0	0,24	0,11	50,00	0,26
5	315,00	0,50	75,0	0,44	0,01	75,00	0,44
6	255,00	1,00	100,0	0,52	-0,30	100,00	0,60
7	190,00	0,75	125,0	0,24	-0,56	124,99	0,61
8	160,00	0,50	150,0	-0,03	-0,54	149,99	0,54

9	185,00	0,25	175,0	-0,19	-0,52	174,99	0,55
10	130,00	0,50	200,0	-0,35	-0,45	199,99	0,57
11	65,00	1,00	225,0	-0,39	-0,13	224,99	0,41
12	5,00	0,50	250,0	-0,12	0,06	249,99	0,13
13	310,00	0,25	275,0	0,03	-0,00	274,99	0,03
14	165,00	0,75	300,0	-0,09	-0,19	299,98	0,21
15	270,00	0,75	325,0	-0,35	-0,39	324,98	0,52
16	325,00	0,25	350,0	-0,25	-0,58	349,98	0,63
17	260,00	0,25	375,00	-0,20	-0,68	374,98	0,71
18	105,00	0,50	400,0	-0,37	-0,69	399,98	0,78
19	335,00	0,50	425,0	-0,20	-0,55	424,98	0,58
20	110,00	0,75	450,0	0,00	-0,36	449,98	0,36
21	195,00	1,00	475,0	-0,34	-0,19	474,98	0,39
22	25,00	0,75	500,0	-1,47	0,17	499,97	0,50
23	135,00	0,75	525,0	-1,41	0,49	524,97	0,64
24	250,00	1,50	550,0	-1,89	0,39	549,97	0,97
25	205,00	1,00	575,0	-1,26	-0,01	574,96	1,26
26	300,00	0,50	595,0	-1,34	-0,26	594,96	1,36

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 1,36 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 594,96 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 191,17 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,13 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,04 м.

Приложение С

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251103

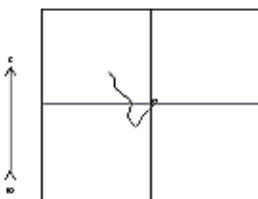


Рис. С.1 – Схема инклинометрии для скважины 251103 на площади 20×20

Таблица С.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,З	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	354,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	28,00	0,50	25,0	0,27	0,05	25,00	0,27
4	45,00	0,75	50,0	0,49	0,21	50,00	0,53
5	187,00	0,50	75,0	0,37	0,46	75,00	0,59
6	205,00	0,75	100,0	0,11	0,38	99,99	0,40
7	270,00	0,50	125,0	-0,04	0,15	124,99	0,16
8	135,00	1,00	150,0	-0,34	0,03	149,99	0,34
9	299,00	1,00	175,0	-0,69	-0,23	174,99	0,73
10	167,00	1,25	200,0	-0,99	-0,63	199,98	1,17
11	256,00	1,75	225,0	-1,55	-0,97	224,97	1,82
12	156,00	1,00	250,0	-2,08	-1,23	249,97	2,42
13	305,00	0,75	275,0	-2,33	-0,53	274,96	2,78
14	330,00	1,50	300,0	-1,97	-1,86	299,96	2,70
15	345,00	1,50	325,0	-1,36	-2,11	324,95	2,51
16	37,00	1,75	350,0	-0,67	-1,97	349,94	2,08
17	351,00	1,50	375,00	0,02	-1,80	374,93	1,80
18	300,00	1,00	400,0	0,47	-2,11	399,92	2,16
19	323,00	1,75	425,0	0,87	-2,56	424,92	2,70
20	297,00	1,00	450,0	1,26	-3,02	449,91	3,27
21	335,00	0,75	475,0	1,53	-3,28	474,91	3,62
22	356,00	1,75	500,0	1,85	-3,37	499,90	3,84
23	28,00	1,00	525,0	2,22	-3,29	524,90	3,97
24	303,00	0,75	550,0	2,59	-3,38	549,90	4,26
25	338,00	1,00	575,0	2,88	-3,62	574,90	4,63
26	300,00	2,75	590,0	3,25	-3,95	589,89	5,12

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 5,12 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,89 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 309,51 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,50 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,11 м.

Приложение Т

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251217

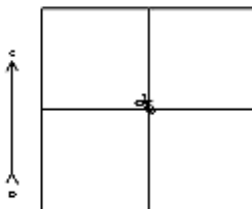


Рис. Т.1. Схема инклинометрии для скважины 251103 на площади 20×20

Таблица Т.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	155,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	70,00	0,00	25,0	-0,02	0,05	25,00	0,05
4	230,00	0,50	50,0	-0,12	0,10	50,00	0,16
5	95,00	1,00	75,0	-0,43	0,20	75,00	0,47
6	0,00	1,00	100,0	-0,13	0,53	99,99	0,54
7	300,00	1,50	125,0	0,34	0,25	124,99	0,42
8	230,00	0,75	150,0	0,30	-0,24	149,98	0,38
9	120,00	0,75	175,0	-0,03	-0,21	174,98	0,21
10	0,00	0,50	200,0	0,11	0,03	199,98	0,11
11	250,00	1,25	225,0	0,33	-0,28	224,98	0,43
12	115,00	1,00	250,0	-0,16	-0,31	249,97	0,35
13	5,00	0,75	275,0	0,03	0,02	274,97	0,04
14	325,00	1,00	300,0	0,40	-0,07	299,97	0,40
15	145,00	1,50	325,0	0,08	-0,52	324,96	0,53
16	350,00	1,00	350,0	0,29	-0,02	349,95	0,29
17	290,00	1,25	375,00	0,67	-0,33	374,95	0,75
18	195,00	1,25	400,0	0,42	-0,82	399,94	0,92
19	5,00	1,00	425,0	0,50	-1,30	424,94	1,39
20	40,00	0,75	450,0	0,85	-1,15	449,94	1,44
21	165,00	1,25	475,0	0,76	-0,73	474,93	1,05
22	360,00	1,50	500,0	0,84	-0,13	499,92	0,85
23	160,00	0,50	525,0	0,91	0,30	524,92	0,96

24	320,00	2,25	550,0	0,61	-0,22	549,91	0,65
25	0,00	1,50	575,0	1,38	-0,50	574,90	1,47
26	75,00	0,25	590,0	1,56	-0,36	589,90	1,61

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 1,61 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,90 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 346,92 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,16 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,10 м.

Приложение У

**Результаты интерпретации инклинометрии скважины
251405**

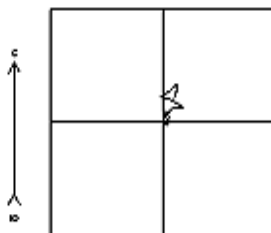


Рис. У.1. Схема инклинометрии для скважины 251103 на площади 20×20

Таблица У.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	40,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	210,00	0,25	25,0	-0,09	0,13	25,00	0,16
4	135,00	0,50	50,0	-0,26	0,16	50,00	0,30
5	115,00	0,00	75,0	-0,32	0,24	75,00	0,40
6	50,00	0,75	100,0	-0,30	0,41	100,00	0,50
7	340,00	1,75	125,0	0,23	0,55	124,99	0,59
8	255,00	1,00	150,0	0,51	0,02	149,99	0,51
9	145,00	1,00	175,0	0,10	-0,13	174,98	0,16
10	60,00	1,00	200,0	0,00	0,29	199,98	0,29
11	350,00	1,25	225,0	0,45	0,50	224,97	0,67

12	305,00	1,25	250,0	0,91	0,21	249,97	0,93
13	150,00	0,25	275,0	0,69	-0,03	274,96	0,69
14	85,00	1,25	300,0	0,53	0,26	299,96	0,59
15	0,00	2,50	325,0	1,14	0,81	324,95	1,40
16	175,00	0,25	350,0	1,16	1,41	349,94	1,83
17	10,00	2,25	375,00	1,14	1,95	374,94	2,26
18	225,00	0,25	400,0	1,39	1,47	399,93	2,02
19	15,00	2,75	425,0	1,72	0,90	424,92	1,94
20	215,00	0,50	450,0	2,02	0,26	449,91	2,04
21	0,00	2,00	475,0	2,18	-0,26	474,91	2,20
22	125,00	1,50	500,0	2,54	0,42	499,89	2,57
23	340,00	1,00	525,0	2,87	0,85	524,89	2,99
24	130,00	1,75	550,0	3,21	1,34	549,88	3,48
25	265,00	1,50	575,0	2,54	1,13	574,87	2,77
26	130,00	1,25	600,0	1,96	0,95	589,86	2,18

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 2,18 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 599,86 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 25,76 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,21 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,14 м.

Приложение Ф

**Результаты интерпретации инклинометрии скважины
251220**

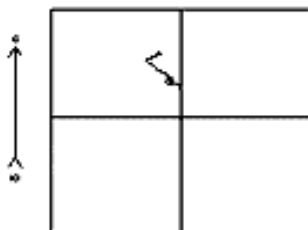


Рис. Ф.1. Схема инклинометрии для скважины 251220 на площади 20×20

Таблица Ф.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	360,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	360,00	1,00	25,0	0,22	-0,00	25,00	0,22
4	0,00	2,25	50,0	0,93	-0,00	49,99	0,93
5	360,00	2,75	75,0	2,02	-0,00	74,97	2,02
6	325,00	2,00	100,0	3,01	-0,31	99,94	3,02
7	227,00	1,00	125,0	3,07	-0,96	124,94	3,22
8	134,00	0,00	150,0	2,86	-0,96	149,93	3,01
9	34,00	0,75	175,0	2,87	-0,80	174,93	2,98
10	0,00	0,50	200,0	3,13	-0,72	199,93	3,22
11	261,00	1,50	225,0	3,42	-1,05	224,93	3,58
12	148,00	0,25	250,0	3,07	-1,21	249,93	3,30
13	62,00	0,75	275,0	3,01	-1,00	274,92	3,18
14	360,00	2,00	300,0	3,53	-0,69	299,92	3,59
15	185,00	0,25	325,0	3,55	-1,18	324,91	3,74
16	53,00	1,25	350,0	3,39	-0,90	349,91	3,51
17	245,00	0,75	375,00	3,76	-1,12	374,91	3,93
18	0,00	1,25	400,0	4,00	-1,49	399,90	4,27
19	246,00	1,25	425,0	4,30	-1,95	424,90	4,72
20	40,00	0,75	450,0	4,64	-2,21	449,89	5,14
21	230,00	0,75	475,0	4,88	-2,44	474,89	5,45
22	12,00	1,00	500,0	5,07	-2,77	499,89	5,78
23	117,00	1,00	525,0	5,26	-2,37	524,88	5,77
24	360,00	1,00	550,0	5,49	-2,00	549,88	5,84
25	88,00	1,00	575,0	5,80	-1,70	574,88	6,05
26	240,00	1,50	590,0	5,49	-1,61	589,87	5,72

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 5,72 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,87 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 343,66 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,56 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,13 м.

Приложение X

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251105

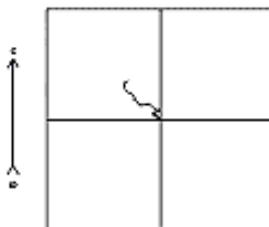


Рис. X.1. Схема инклинометрии для скважины 251105 на площади 20×20

Таблица X.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,X	Коорд,Y	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	48,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	273,00	1,00	25,0	0,31	-0,11	25,00	0,33
4	354,00	0,50	50,0	0,53	-0,35	50,00	0,64
5	292,00	0,75	75,0	0,75	-0,51	74,99	0,91
6	140,00	0,50	100,0	0,53	-0,67	99,99	0,86
7	41,00	0,75	125,0	0,53	-0,40	124,99	0,66
8	24,00	0,00	150,0	0,67	-0,31	149,99	0,74
9	160,00	0,75	175,0	0,66	-0,15	174,99	0,68
10	323,00	0,25	200,0	0,56	-0,34	199,99	0,65
11	22,00	1,50	225,0	0,72	-0,36	224,99	0,80
12	49,00	0,25	250,0	0,85	-0,26	249,99	0,89
13	256,00	0,50	275,0	1,00	-0,34	274,99	1,05
14	61,00	1,25	300,0	1,35	-0,48	299,98	1,44
15	217,00	1,50	325,0	0,90	-0,09	324,98	0,90
16	29,00	1,25	350,0	1,23	-0,59	349,97	1,36
17	248,00	1,25	375,00	1,63	-0,95	374,96	1,89
18	257,00	2,00	400,0	1,42	-1,63	399,95	2,16
19	6,00	0,25	425,0	1,75	-2,00	424,95	2,65
20	307,00	1,00	450,0	2,00	-2,10	449,95	2,90
21	159,00	0,00	475,0	1,87	-2,28	474,95	2,94

22	352,00	1,00	500,0	1,92	-2,07	499,95	2,82
23	299,00	2,00	525,0	2,46	-2,44	524,94	3,46
24	298,00	1,00	550,0	2,77	-3,01	549,93	4,09
25	52,00	2,00	575,0	3,42	-3,07	574,92	4,60
26	58,00	2,25	585,0	3,64	-2,77	584,91	4,57

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,57 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,91 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 322,74 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,45 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,09 м.

Приложение Ц

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251213

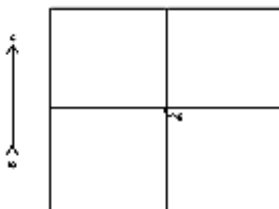


Рис. Ц.1. Схема инклинометрии для скважины 251213 на площади 20×20

Таблица Ц.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд, X	Коорд, Y	Коорд, Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	19,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	260,00	0,25	25,0	0,08	-0,07	25,00	0,11
4	172,00	0,25	50,0	-0,01	-0,13	50,00	0,14
5	308,00	0,50	75,0	-0,09	-0,28	75,00	0,29
6	358,00	0,25	100,0	0,06	-0,35	100,00	0,36
7	150,00	0,25	125,0	0,09	-0,25	125,00	0,26
8	203,00	1,50	150,0	-0,29	-0,22	150,00	0,37
9	85,00	1,50	175,0	-0,82	0,16	174,99	0,84
10	48,00	0,25	200,0	-0,67	0,51	199,98	0,84

11	201,00	0,50	225,0	-0,76	0,65	224,98	1,00
12	60,00	0,75	250,0	-0,94	0,85	249,98	1,27
13	126,00	0,50	275,0	-0,95	1,13	274,98	1,48
14	247,00	0,25	300,0	-1,12	1,11	299,98	1,57
15	107,00	0,50	325,0	-1,28	1,12	324,98	1,70
16	22,00	0,25	350,0	-1,21	1,26	349,98	1,75
17	320,00	0,50	375,00	-1,05	1,24	374,98	1,62
18	309,00	0,25	400,0	-0,93	1,12	399,98	1,46
19	20,00	0,25	425,0	-0,83	1,09	424,98	1,37
20	11,00	0,00	450,0	-0,78	1,11	449,98	1,35
21	204,00	0,25	475,0	-0,76	1,06	474,98	1,30
22	50,00	0,50	500,0	-0,86	1,19	499,98	1,46
23	257,00	0,00	525,0	-0,76	1,14	524,98	1,37
24	62,00	0,25	550,0	-0,71	1,12	549,98	1,32
25	360,00	0,50	575,0	-0,57	1,20	574,98	1,33
26	81,00	0,75	585,0	-0,49	1,27	584,98	1,36

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 1,36 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,98 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 110,86 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,13 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,02 м.

Приложение Ч

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251114

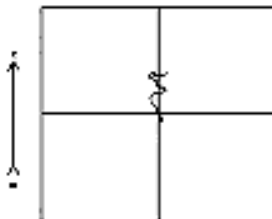


Рис. Ч.1. Схема инклинометрии для скважины 251114 на площади 20×20

Таблица Ч.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд, X	Коорд, Y	Коорд, Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	330,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	150,00	0,25	25,0	-0,08	-0,14	25,00	0,16
4	81,00	0,50	50,0	-0,16	0,00	50,00	0,16
5	230,00	1,00	75,0	-0,46	0,13	75,00	0,48
6	175,00	0,50	100,0	-0,76	0,00	99,99	0,76
7	35,00	0,75	125,0	-0,83	0,27	124,99	0,87
8	340,00	0,50	150,0	-0,56	0,30	149,99	0,64
9	325,00	0,75	175,0	-0,32	0,18	174,99	0,37
10	345,00	1,00	200,0	0,03	0,02	199,99	0,03
11	320,00	1,25	225,0	0,46	-0,21	224,98	0,51
12	315,00	1,00	250,0	0,82	-0,54	249,98	0,99
13	10,00	1,50	275,0	1,34	-0,71	274,97	1,52
14	65,00	1,25	300,0	1,82	-0,34	299,96	1,85
15	120,00	1,25	325,0	1,80	0,20	324,96	1,81
16	25,00	1,00	350,0	1,94	0,67	349,95	2,06
17	265,00	1,00	375,00	2,30	0,42	374,95	2,34
18	315,00	1,50	400,0	2,49	-0,09	399,94	2,49
19	360,00	1,00	425,0	2,99	-0,30	424,94	3,01
20	250,00	0,50	450,0	3,18	-0,57	449,94	3,23
21	325,00	1,00	475,0	3,28	-0,88	474,93	3,39
22	130,00	2,25	500,0	3,76	-0,36	499,92	3,77
23	235,00	0,00	525,0	3,27	-0,38	524,92	3,29
24	50,00	0,75	550,0	3,40	-0,48	549,92	3,43
25	140,00	2,25	575,0	3,34	0,17	574,91	3,34
26	360,00	2,50	593,0	3,59	0,87	592,89	3,70

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,70 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 592,89 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 13,67 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,36 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,11 м.

Приложение Ш

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251115

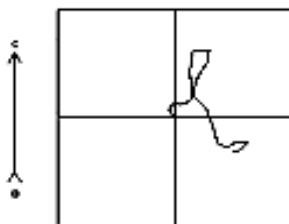


Рис. Ш.1.Схема инклинометрии для скважины 251115 на площади 20×20

Таблица Ш.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,X	Коорд,Y	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	269,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	324,00	1,00	25,0	0,17	-0,34	25,00	0,38
4	346,00	1,00	50,0	0,57	-0,53	49,99	0,77
5	40,00	1,00	75,0	0,99	-0,43	74,99	1,08
6	110,00	1,00	100,0	1,10	-0,01	99,99	1,10
7	85,00	1,25	125,0	1,04	0,48	124,98	1,15
8	60,00	1,75	150,0	1,24	1,10	149,97	1,66
9	358,00	1,75	175,0	1,90	1,47	174,96	2,41
10	11,00	1,25	200,0	2,56	1,53	199,95	2,98
11	33,00	1,25	225,0	3,06	1,73	224,95	3,52
12	12,00	2,00	250,0	3,72	2,00	249,94	4,22
13	46,00	1,50	275,0	4,39	2,37	274,92	4,99
14	29,00	1,75	300,0	4,95	2,80	299,91	5,69
15	340,00	3,00	325,0	5,90	2,88	324,89	6,64
16	191,00	3,25	350,0	5,87	1,53	349,86	6,07
17	190,00	5,00	375,00	4,11	1,20	374,79	4,28
18	156,00	5,00	400,0	1,94	1,46	399,70	2,43
19	124,00	3,50	425,0	0,52	2,65	424,63	2,71
20	198,00	4,00	450,0	-1,02	3,19	449,57	3,35

21	134,00	2,75	475,0	-2,45	3,54	474,53	4,31
22	89,00	1,75	500,0	-2,81	4,46	499,51	5,27
23	15,00	2,00	525,0	-2,31	5,10	524,50	5,60
24	175,00	2,50	550,0	-2,39	6,08	549,48	6,53
25	267,00	2,00	575,0	-3,13	5,43	574,46	6,27
26	255,00	2,25	590,0	-3,22	4,89	589,45	5,85

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 5,85 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,45 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 123,39 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,57 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,55 м.

Приложение Щ

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251134

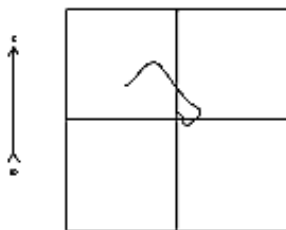


Рис. Щ.1. Схема инклинометрии для скважины 251134 на площади 20×20

Таблица Щ.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд, X	Коорд, Y	Коорд, Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	335,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	355,00	0,25	25,0	0,11	-0,03	25,00	0,11
4	360,00	0,25	50,0	0,21	-0,03	50,00	0,22
5	55,00	1,00	75,0	0,46	0,09	75,00	0,47
6	195,00	0,75	100,0	0,24	0,41	100,00	0,47
7	180,00	1,00	125,0	-0,14	0,36	124,99	0,38
8	135,00	0,75	150,0	-0,49	0,50	149,99	0,70

9	60,00	1,50	175,0	-0,56	0,99	174,98	1,14
10	37,00	1,25	200,0	-0,16	1,44	199,98	1,45
11	60,00	1,25	225,0	0,20	1,85	224,97	1,86
12	360,00	0,50	250,0	0,53	2,04	249,97	2,11
13	360,00	0,50	275,0	0,75	2,04	274,97	2,17
14	275,00	1,50	300,0	1,07	1,74	299,96	2,05
15	320,00	2,50	325,0	1,47	0,97	324,95	1,76
16	325,00	2,50	350,0	2,34	0,30	349,92	2,36
17	315,00	1,75	375,00	3,05	-0,29	374,91	3,06
18	330,00	1,25	400,0	3,57	-0,69	399,90	3,63
19	320,00	2,00	425,0	4,15	-1,10	424,89	4,29
20	325,00	1,75	450,0	4,80	-1,59	449,88	5,06
21	268,00	1,00	475,0	5,07	-2,13	474,87	5,50
22	242,00	1,75	500,0	4,91	-2,71	499,86	5,61
23	215,00	2,50	525,0	4,30	-3,40	524,84	5,48
24	210,00	1,50	550,0	3,56	-3,87	549,83	5,26
25	250,00	2,00	575,0	3,07	-4,46	574,82	5,41
26	260,00	0,00	595,0	2,98	-4,80	598,81	5,65

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 5,65 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 594,81 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 301,85 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,54 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,19 м.

Приложение Э

**Результаты интерпретации инклинометрии скважины
251232**

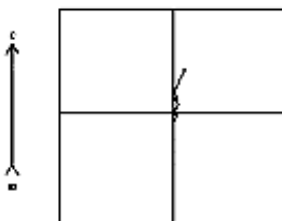


Рис. Э.1. Схема инклинометрии для скважины 251232 на площади 20×20

Таблица Э.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд, X	Коорд, Y	Коорд, Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	125,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	200,00	0,50	25,0	-0,16	0,05	25,00	0,16
4	181,00	0,25	50,0	-0,32	0,02	50,00	0,32
5	180,00	0,25	75,0	-0,43	0,02	75,00	0,43
6	142,00	0,25	100,0	-0,53	0,05	100,00	0,53
7	68,00	0,00	125,0	-0,54	0,11	125,00	0,55
8	8,00	1,25	150,0	-0,33	0,27	150,00	0,43
9	333,00	1,25	175,0	0,21	0,18	174,99	0,28
10	272,00	0,25	200,0	0,39	-0,09	199,99	0,40
11	125,00	0,00	225,0	0,33	-0,11	224,99	0,35
12	24,00	1,25	250,0	0,41	0,15	249,99	0,43
13	35,00	1,50	275,0	0,93	0,45	274,98	1,03
14	246,00	0,00	300,0	1,18	0,24	299,98	1,21
15	29,00	0,75	325,0	1,30	0,13	324,98	1,31
16	289,00	0,00	350,0	1,45	0,07	349,98	1,46
17	144,00	0,25	375,00	1,41	0,04	374,98	1,41
18	360,00	1,00	400,0	1,49	0,30	399,98	1,52
19	188,00	0,00	425,0	1,51	0,08	424,97	1,51
20	20,00	1,00	450,0	1,46	0,29	449,97	1,49
21	160,00	0,25	475,0	1,46	0,57	474,97	1,56
22	316,00	1,25	500,0	1,28	0,29	499,97	1,32
23	31,00	3,00	525,0	2,21	0,18	524,95	2,21
24	18,00	2,25	550,0	3,25	0,66	549,93	3,31
25	28,00	2,00	575,0	4,10	1,02	574,91	4,23
26	259,00	0,00	580,0	4,17	0,97	579,91	4,28

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,28 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 579,91 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 13,07 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,42 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,09 м.

Приложение Ю

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251211

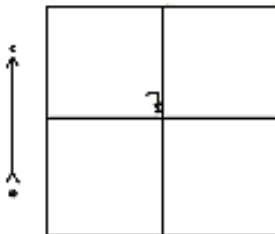


Рис. Ю.1. Схема инклинометрии для скважины 251211 на площади 20×20

Таблица Ю.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	132,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	342,00	0,00	25,0	0,00	0,00	25,00	0,00
4	219,00	0,25	50,0	0,01	-0,05	50,00	0,05
5	206,00	0,00	75,0	-0,04	-0,08	75,00	0,09
6	160,00	0,00	100,0	-0,04	-0,08	100,00	0,09
7	83,00	0,00	125,0	-0,04	-0,08	125,00	0,09
8	13,00	0,75	150,0	0,07	0,04	150,00	0,08
9	347,00	1,50	175,0	0,56	0,04	174,99	0,57
10	233,00	0,75	200,0	0,73	-0,42	199,99	0,85
11	132,00	0,00	225,0	0,57	-0,43	224,99	0,71
12	41,00	0,25	250,0	0,57	-0,38	249,99	0,68
13	0,00	1,50	275,0	0,93	-0,24	274,98	0,96
14	222,00	0,50	300,0	1,09	-0,65	299,98	1,27
15	64,00	0,25	325,0	0,96	-0,55	324,98	1,10
16	334,00	1,25	350,0	1,26	-0,44	349,98	1,34
17	178,00	0,00	375,00	1,20	-0,71	374,98	1,39
18	0,00	1,25	400,0	1,20	-0,44	399,98	1,28
19	179,00	0,00	425,0	1,21	-0,16	424,98	1,22
20	20,00	1,00	450,0	1,17	0,05	449,97	1,17
21	241,00	0,25	475,0	1,35	-0,16	474,97	1,36
22	0,00	1,25	500,0	1,51	-0,44	499,97	1,57

23	53,00	0,00	525,0	1,76	-0,32	524,97	1,79
24	300,00	2,00	550,0	2,19	-0,34	549,97	2,22
25	241,00	1,50	575,0	2,20	-1,11	574,95	2,46
26	242,00	2,00	585,0	2,05	-1,37	584,95	2,47

Примечания

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 2,47 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,95 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 326,21 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,24 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,05 м.

Приложение Я

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 251212

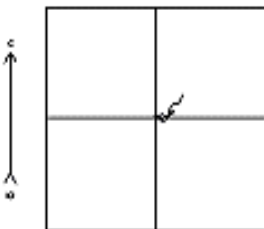


Рис. Я.1. Схема инклинометрии для скважины 251212 на площади 20×20

Таблица Я.1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,X	Коорд,Y	Коорд,Z	Уход
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	40,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	120,00	0,50	25,0	0,01	0,05	25,00	0,05
4	215,00	0,50	50,0	-0,15	0,09	50,00	0,17
5	335,00	0,25	75,0	-0,13	-0,13	75,00	0,18
6	30,00	0,75	100,0	0,14	-0,12	100,00	0,18
7	110,00	0,25	125,0	0,22	0,09	125,00	0,23
8	175,00	0,75	150,0	0,04	0,22	150,00	0,23
9	135,00	0,75	175,0	-0,25	0,36	174,99	0,44

10	85,00	0,75	200,0	-0,37	0,67	199,99	0,76
11	45,00	0,50	225,0	-0,25	0,91	224,99	0,95
12	310,00	1,00	250,0	0,08	0,90	249,99	0,90
13	280,00	1,00	275,0	0,26	0,50	274,98	0,57
14	215,00	0,75	300,0	0,11	0,15	299,98	0,19
15	130,00	0,50	325,0	-0,16	0,19	324,98	0,24
16	75,00	0,75	350,0	-0,21	0,45	349,98	0,50
17	15,00	0,75	375,00	0,02	0,69	374,98	0,69
18	125,00	0,50	400,0	0,11	0,94	399,97	0,95
19	40,00	0,50	425,0	0,14	1,16	424,97	1,17
20	320,00	0,75	450,0	0,41	1,16	449,97	1,23
21	135,00	1,25	475,0	0,71	1,48	474,97	1,64
22	200,00	0,75	500,0	0,28	1,57	499,96	1,60
23	5,00	1,50	525,0	0,39	1,09	524,96	1,16
24	40,00	1,75	550,0	1,04	1,37	549,95	1,72
25	100,00	2,00	575,0	1,32	2,13	574,94	2,51
26	305,00	2,75	595,0	2,09	2,45	594,92	3,22

Примечания

- 1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,22 м.
- 2 Вертикальное смещение забоя скважины = 594,92 м.
- 3 Азимут смещения забоя скважины = 49,60 град.
- 4 Зенит смещения забоя скважины = 0,31 град.
- 5 Удлинение ствола скважины = 0,08 м.

Приложение Я-1

ФАКТИЧЕСКИЕ ЗАМЕРЫ ИСКРИВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Таблица Я-1.1

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Первый интервал							
1	135,00	1,25	100,0	-0,65	0,51	99,99	0,83
3	4,00	1,25	100,0	0,96	0,13	99,98	0,97
4	75,00	0,25	100,0	-0,28	0,11	100,0	0,3
5	46,00	0,25	100,0	-0,37	0,04	100,0	0,37
8	136,00	0,25	100,0	-0,12	0,07	100,0	0,14
9	216,00	0,25	100,0	-0,31	-0,56	100,0	0,64

10	50,00	0,5	100,0	0,31	0,69	100,0	0,76
11	175,00	0,75	100,0	0,01	-0,4	100,0	0,4
12	298,00	1,25	100,0	-0,33	-1,27	99,99	1,31
13	357,00	0,25	100,0	0,63	-0,93	99,99	1,13
14	255,00	1,00	100,0	0,52	-0,3	100,0	0,6
15	205,00	0,75	100,0	0,11	0,38	99,99	0,4
16	0,00	1,00	100,0	-0,13	0,53	99,99	0,54
17	50,00	0,75	100,0	-0,3	0,41	100,0	0,5
19	140,00	0,5	100,0	0,53	-0,67	99,99	0,86
20	358,00	0,25	100,0	0,06	-0,35	100,0	0,36
21	175,00	0,5	100,0	-0,76	0,00	99,99	0,76
24	142,00	0,25	100,0	-0,53	0,05	100,0	0,53
25	160,00	0,00	100,0	-0,04	-0,08	100,0	0,09
26	30,00	0,75	100,0	0,14	-0,12	100,0	0,78
Сред- нее значе- ние							0,58
							Max=1,31 Min=0.18

Таблица Я-1.2

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Второй интервал							
1	155.00	1.25	200.0	-0.92	-0.44	199.97	1.02
3	32.00	2.25	200.0	2.85	-1.04	199.95	3.04
4	65.00	0.5	200.0	-0.06	0.27	200.0	0.28
5	137.00	0.5	200.0	-0.22	0.18	200.0	0.28
8	225.00	1.0	200.0	0.27	0.36	199.99	0.45
9	260.00	0.75	200.0	0.75	-0.46	199.99	0.49
10	85.00	0.5	200.0	0.64	0.56	174.99	0.85
11	285.00	0.75	200.0	0.15	-0.36	199.99	0.39
12	172.00	1.25	200.0	-1.32	-2.27	199.97	2.63
13	46.00	0.25	200.0	1.15	-0.13	199.99	1.15
14	130.00	0.5	200.0	-0.35	-0.45	199.99	0.57
15	167.00	1.25	200.0	-0.99	-0.63	199.98	1.17
16	0.00	0.5	200.0	0.11	0.03	199.98	0.11
17	60.00	1.00	200.0	0.00	0.29	199.98	0.29

19	323.00	0.25	200.0	0.56	-0.34	199.99	0.65
20	48.00	0.25	200.0	-0.67	0.51	199.98	0.84
21	345.00	1.0	200.0	0.03	0.02	199.99	0.03
24	272.00	0.25	200.0	0.39	-0.09	199.99	0.40
25	233.00	0.75	200.0	0.73	-0.42	199.99	0.85
26	85.00	0.75	200.0	-0.37	0.67	199.99	0.76
Сред- нее значе- ние							0.81
							Max=3,04 Min=0,03

Таблица Я-1.3

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Третий интервал							
1	145.0	1.0	300.0	-0.82	0.86	299.96	1.19
3	334.0	1.0	300.0	5.65	-1.99	299.9	5.99
4	357.0	0.25	300.0	0.18	0.34	300.0	0.38
5	12.0	0.25	300.0	-0.69	-0.3	299.99	0.75
8	360.0	0.25	300.0	0.76	0.1	299.99	0.77
9	266.0	0.75	300.0	0.64	-0.36	299.98	0.75
10	10.0	0.75	300.0	0.87	0.73	274.99	1.13
11	210.0	0.5	300.0	-0.46	-0.1	299.98	0.47
12	200.0	1.0	300.0	-2.44	-3.66	299.95	4.40
13	61.0	0.25	300.0	1.06	0.3	299.98	1.1
14	165.0	0.75	300.0	-0.09	-0.19	299.98	0.21
15	330.0	1.5	300.0	-1.97	-1.86	299.96	2.7
16	325.0	1.0	300.0	0.4	-0.07	299.97	0.4
17	85.0	1.25	300.0	0.53	0.26	299.96	0.59
19	61.0	1.25	300.0	1.35	-0.48	299.98	1.44
20	247.0	0.25	300.0	-1.12	1.11	299.98	1.57
21	65.0	1.25	300.0	1.82	-0.34	299.96	1.85
24	246.0	0.00	300.0	1.18	0.24	299.98	1.21
25	222.0	0.5	300.0	1.09	-0.65	299.98	1.27
26	215.0	0.75	300.0	0.11	0.15	299.98	0.19
Сред- нее							1.42

значе- ние							
							Max=5.99 Min=0.19

Таблица Я-1.4

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Четвертый интервал							
1	240,0	1,25	400,0	-1,38	1,16	399,95	1,8
3	106,0	1,0	400,0	5,23	-2,8	399,84	5,94
4	187,0	0,25	400,0	0,19	0,27	399,99	0,33
5	27,0	0,25	400,0	-0,47	0,08	399,99	0,48
8	25,0	1,25	400,0	2,09	-0,26	399,97	2,10
9	75,0	1,00	400,0	0,37	-0,23	399,97	0,44
10	170,0	0,25	400,0	1,13	1,09	374,98	1,56
11	265,0	0,75	400,0	-1,23	0,48	399,98	1,32
12	295,0	1,75	400,0	-4,46	-4,08	399,92	6,04
13	84,0	1,00	400,0	1,22	0,85	399,97	1,49
14	105,0	0,5	400,0	-0,37	-0,69	399,98	0,78
15	300,0	1,0	400,0	0,47	-2,11	399,92	2,16
16	195,0	1,25	400,0	0,42	-0,82	399,94	0,92
17	225,0	0,25	400,0	1,39	1,47	399,93	2,02
19	257,0	2,0	400,0	1,42	-1,63	399,95	2,16
20	309,0	0,25	400,0	-0,93	1,12	399,98	1,46
21	315,0	1,5	400,0	2,49	-0,09	399,94	2,49
24	360,0	1,00	400,0	1,49	0,3	399,98	1,52
25	0,00	1,25	400,0	1,2	-0,44	399,98	1,28
26	125,0	0,5	400,0	0,11	0,94	399,97	0,95
Сред- нее значе- ние							1,86
							Max=6,04 Min=0.33

Таблица Я-1.5

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Пятый интервал							
1	345,0	1,75	500,0	-2,99	0,14	499,9	2,99
3	198,0	2,75	500,0	3,93	-3,35	499,97	5,16
4	360,0	1,25	500,0	0,23	0,00	499,99	0,23
5	188,0	1,25	500,0	-1,2	0,48	499,98	1,3
8	290,0	1,00	500,0	2,80	0,10	499,96	2,8
9	114,0	0,75	500,0	1,67	0,82	499,95	1,86
10	80,0	1,00	500,0	2,35	0,65	474,96	2,44
11	65,0	0,25	500,0	-1,26	0,33	499,97	1,3
12	88,0	1,75	500,0	-2,21	-4,92	499,88	5,39
13	357,0	0,25	500,0	2,02	2,02	499,96	2,86
14	25,0	0,75	500,0	-1,47	0,17	499,97	0,5
15	356,0	1,75	500,0	1,85	-3,37	499,90	3,84
16	360,0	1,5	500,0	0,84	-0,13	499,92	0,85
17	125,0	1,5	500,0	2,54	0,42	499,89	2,57
19	352,0	1,00	500,0	1,92	-2,07	499,95	2,82
20	50,0	0,50	500,0	-0,86	1,19	499,98	1,46
21	130,0	2,25	500,0	3,76	-0,36	499,92	3,77
24	316,0	1,25	500,0	1,28	0,29	499,97	1,32
25	0,0	1,25	500,0	1,51	-0,44	499,97	1,57
26	200,0	0,75	500,0	0,28	1,57	499,96	1,6
Сред- нее значе- ние							2,33
							Max=5, 39 Min=0.2 3

Таблица Я-1.6

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Шестой интервал							
1	50,0	0,5	590,0	-2,63	-0,52	589,89	2,68

3	168,0	1,0	590,0	3,29	-3,34	584,75	4,69
4	126,0	0,0	585,0	0,29	0,15	584,98	0,32
5	352,0	2,25	590,0	-0,87	-0,66	589,96	1,09
8	350,0	0,5	565,0	2,75	-1,26	574,94	3,03
9	0,00	4,0	595,0	4,76	0,13	589,84	4,76
10	240,0	2,5	590,0	3,89	0,42	589,92	3,91
11	315,0	1,5	590,0	-1,07	-1,05	589,96	1,5
12	98,0	2,75	590,0	-2,69	-1,71	589,82	3,2
13	359,0	1,5	588,0	4,24	1,97	587,93	4,67
14	300,0	0,5	595,0	-1,34	-0,26	594,96	1,36
15	300,0	2,75	590,0	3,25	-3,95	589,89	5,12
16	75,0	0,25	590,0	1,56	-0,36	589,90	1,61
17	130,0	1,25	600,0	1,96	0,95	589,86	2,18
19	58,0	2,25	585,0	3,64	-2,77	584,91	4,57
20	81,0	0,75	585,0	-0,49	1,27	584,98	1,36
21	360,0	2,5	593,0	3,59	0,87	592,89	3,7
24	259,0	0,00	580,0	4,17	0,97	579,91	4,28
25	242,0	2,00	585,0	2,05	-1,37	584,95	2,47
26	305,0	2,75	595,0	2,09	2,45	594,92	3,22
Сред- нее значе- ние							2,99
							Max=5,12 Min=0,32

Учебное издание

Махирам Тургановна Аршидинова

УПРАВЛЕНИЕ ТРАЕКТОРИЕЙ ТРАСС
ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Учебное пособие для магистрантов по специальности 6М070600
“Геология и разведка месторождений полезных ископаемых”

Нач. РО УИЦ
Редактор
Компьютерная верстка

З. А. Губайдулина
Г. М. Дюсенбаева
А. Б. Аришова

Подписано в печать 28.08.2015 г.

Тираж 100 экз. Формат 60х84х 1/16. Бумага типогр. № 1.
Уч.-изд.л. 9,8. Усл. п.л. 9,0. Заказ № 531. Цена договорная.

Издание Казахского национального технического
университета имени К.И. Сатпаева
Учебно-издательский центр КазНТУ,
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-773-8



9