

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине «ГЕОНАВИГАЦИЯ В БУРЕНИИ СКВАЖИН»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Практическая работа № 1 Современные подходы к оптимизации горизонтального бурения	
Практическая работа № 2 Кустовое бурение. Горизонтальное и горизонтально направленное	
Практическая работа № 3 Забойные телеметрические системы	
Практическая работа № 4 Инклинометры	
Практическая работа № 5 Изображение результатов измерений инклинометром	
Практическая работа № 6 Автономные электронные инклинометры	
Практическая работа № 7 Наклономер	
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	

ВВЕДЕНИЕ

Данное пособие включают в себя теоретические сведения о геонавигации в бурении скважин.

Методические указания разработаны в соответствии с программой дисциплины «Геонавигация в бурении скважин» для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии, специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» включают в себя сведения о геофизических методах исследования траектории ствола наклонно-направленных скважин.

МУ включают в себя теоретические сведения о процессе контроля и корректировки траектории скважины в режиме реального времени с целью увеличения проходки по наиболее продуктивной части пласта-коллектора.

Методические указания содержат 7 практических работ.

Пособие снабжено перечнем литературных источников, которые могут послужить дополнительным материалом при изучении той или иной темы.

Практическая работа № 1

Современные подходы к оптимизации горизонтального бурения

1. Цель работы.

Целью работы является изучение способов оптимизации горизонтального бурения.

2. Формируемые компетенции.

ПК-6 Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Знания, умения и владения, приобретаемые обучающимся в результате освоения темы, в рамках формируемых компетенций связаны с изучением способов оптимизации горизонтального бурения.

3. Актуальность темы.

Для рациональной эксплуатации нефтегазовых месторождений актуальным является бурение наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважины. Отклонение от вертикальной оси скважины может быть естественным или искусственным, и контроля за траекторией скважины важная задача, решение которой позволит оптимизировать процесс разработки нефтегазового месторождения.

4. Теоретическая часть.

Геонавигация - это процесс корректировки траектории скважины в режиме реального времени с целью увеличения проходки по наиболее продуктивной части пласта-коллектора (рис. 1). Решения по корректировке траектории основываются на анализе данных каротажа во время бурения при помощи специализированного для геонавигации программного обеспечения.

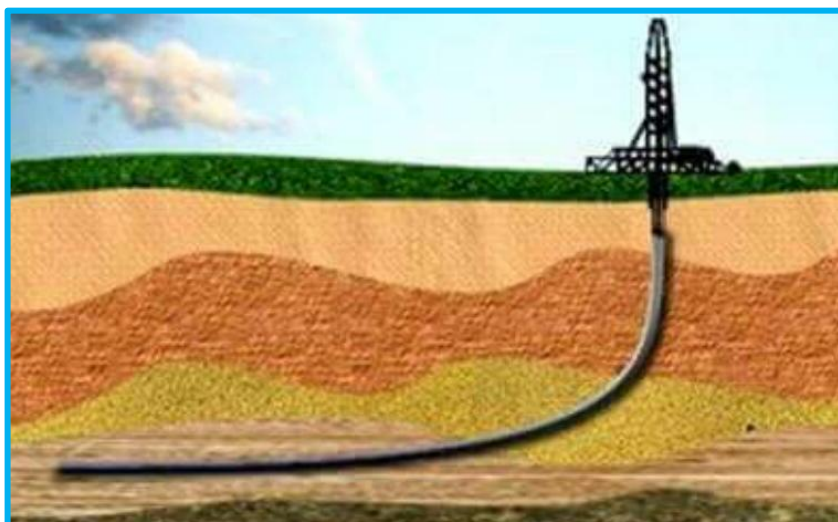


Рисунок 1 – Бурение горизонтальной скважины

Еще 15-20 лет назад никто не знал, что такое геонавигация, сейчас же при бурении порядка 95% всех горизонтальных скважин в мире используются методы геонавигации.

Скважина - горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше ее глубины.

Виды скважин

- Опорные скважины бурят для изучения геологического строения и гидрогеологических условий регионов.
- Параметрические скважины бурят для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления.
- Структурные скважины бурят для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению.
- Поисковые скважины бурят с целью открытия новых месторождений нефти и газа.

- Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти газа.
- Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа.
- Специальные скважины бурят для сброса промышленных вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа и др.

В зависимости от геологических условий месторождения бурят различные типы скважин (рис. 2). Скважина может быть пробурена как:

- вертикальная;
- наклонно-направленная;
- горизонтальная;
- многоствольная или многозабойная.

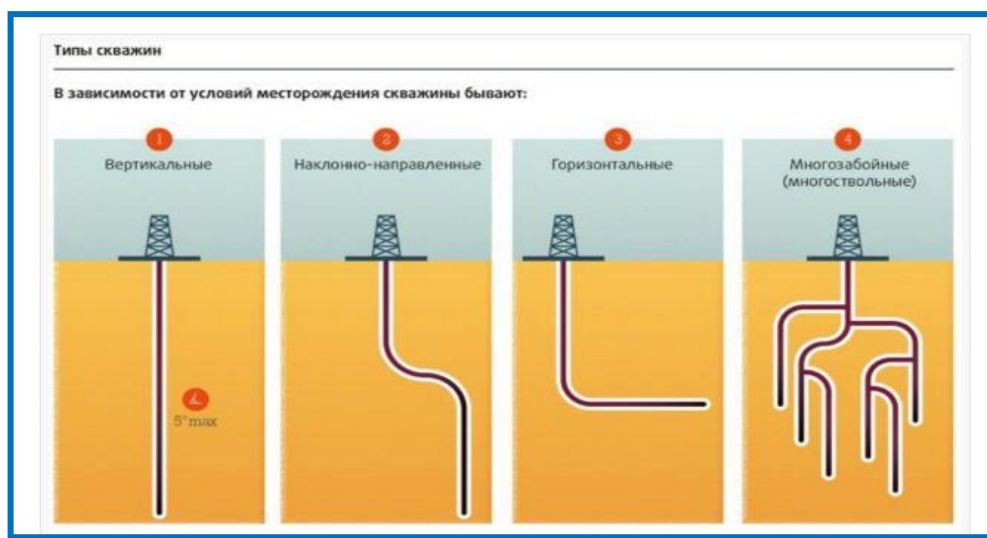


Рисунок 2 – Типы скважин

Отклонение от вертикальной оси скважины может быть спровоцировано естественными или искусственными факторами (рис. 3).

- Естественное отклонение может быть вызвано погодными, геологическими и сейсмическими условиями.
- Искусственное отклонение от вертикали является принудительным.

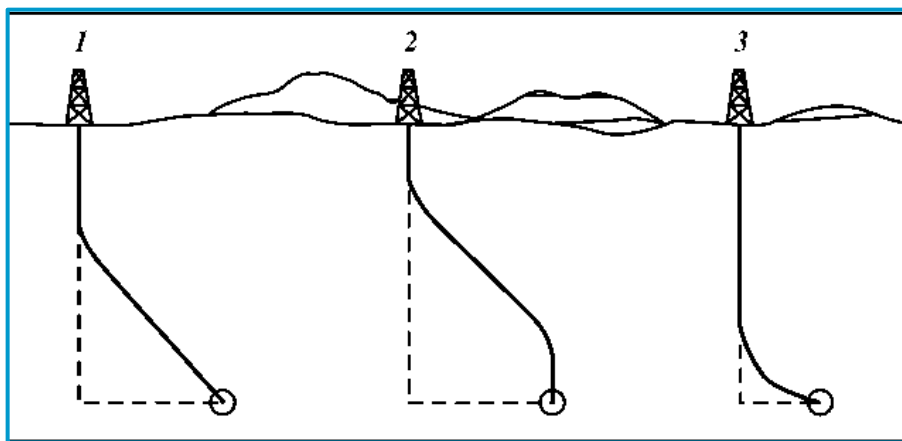


Рисунок 3 – Основные типы вертикальных проекций
наклонно направленных скважин

Если во время бурения есть возможность контролировать угол движения бура, такое строение скважины считается наклонным.

Направленное бурение скважин может быть *многозабойным* и *однозабойным*.

В первом случае выполняют главный ствол, затем от него вертикально или под наклоном делают несколько дополнительных забоев (рис. 4).



Рисунок 4 – Многозабойная скважина

Во втором же – с помощью оборудования изначально задается необходимый угол скважины, и бурение выполняется в один заход под необходимым наклоном.

Кустовое бурение – сооружение нескольких скважин, как правило, наклонно направленных, устья которых сгруппированы на близком расстоянии друг от друга (рис. 5). При этом куст ограничен общей площадкой.

Минимальное число скважин в кусте – две.

Условия, при которых возникает необходимость использования метода кустового бурения:

- бурение месторождений, залегающих под застроенными участками;
- бурение месторождений, залегающих под водоемами, под участками земли с сильно пересеченным рельефом местности, а также в других случаях окружения сложными для бурения геологическими объектами;
- при проводке скважин на продуктивные горизонты с отдельных морских буровых оснований или эстакад;
- во избежание нарушения сетки разработки при естественном искривлении скважины объединяют в кусты;
- разбуривание многопластовых залежей;
- бурение в зимний период, когда наблюдается большой снежный покров, или весной во время паводков.

Области применения направленного бурения:

- бурение под море, озера и искусственные сооружения;
- бурение с площадок ограниченных размеров по условиям рельефа;
- разработка крутопадающих залежей углеводородов;
- кустовое бурение;
- бурение горизонтальных скважин;
- бурение дополнительных стволов из бездействующих скважин;
- многозабойное (радиальное) бурение;

- бурение с морских буровых платформ и насыпных оснований;
- обход мест сложных аварий;
- обход зон обвалов, поглощений;
- глушение фонтанов.

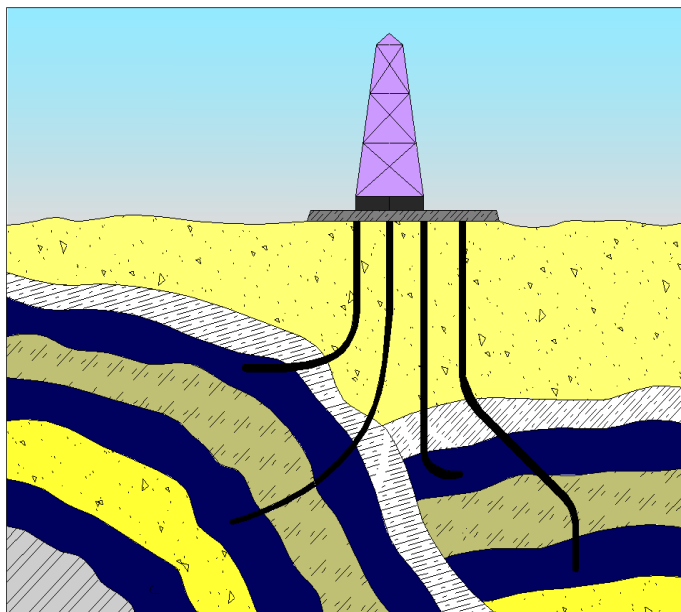


Рисунок 5 – Пример кустового бурения

Отрицательные последствия искривления скважин:

- повышенный износ инструмента;
- увеличение нагрузки на крюке;
- повышенный расход мощности на вращение колонны;
- дополнительные нагрузки на забойные двигатели, УБТ, бурильные трубы за счет изгиба;
- уменьшение устойчивости стенок скважины;
- образование желобных выработок в стволе;
- удлинение скважины.

В процессе бурения направленной скважины необходимо знать положение каждой ее точки в пространстве. Для этого определяются

координаты ее устья и параметры трассы, к которым относятся зенитный угол, азимут скважины и ее длина.

- *Зенитный угол* это угол между осью скважины и вертикалью.
- *Азимут* скважины угол между направлением на север и горизонтальной проекцией оси скважины, или касательной к ней, измеренный по часовой стрелке (азимут скважины изменяется от 0 до 360 град.).

- *Магнитный азимут* измеряется от магнитного меридиана.

- *Истинный азимут* измеряется от географического меридиана.

Угол между магнитным и географическими меридианом называется *склонением*.

- *Условный азимут* измеряется от направления, принятого условно за северное (рис. 6).

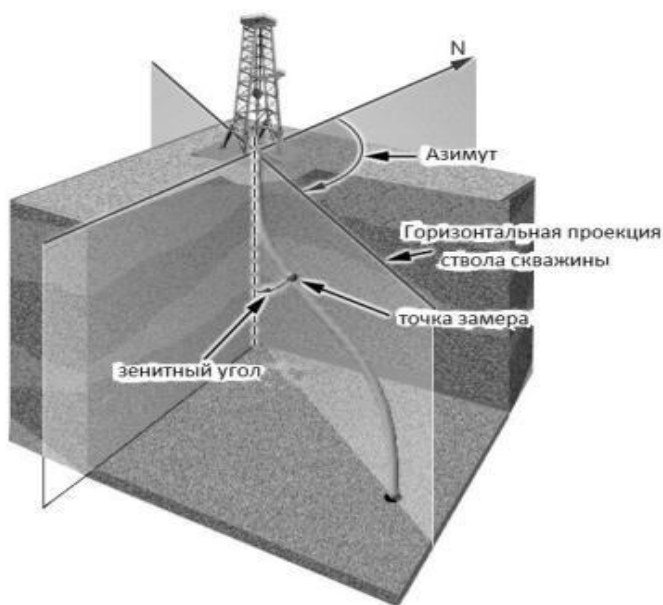


Рисунок 6 – Пример определения основных углов - зенитного и азимутального

- При искривлении скважины влево азимут ее уменьшается, а вправо - увеличивается.

- *Интенсивность искривления* - темп отклонения скважины от ее начального направления;
- *Истинная мощность* - расстояние по нормали между кровлей и почвой пласта (рис. 7);
- *Горизонтальная* - расстояние по горизонтали между кровлей и почвой пласта;

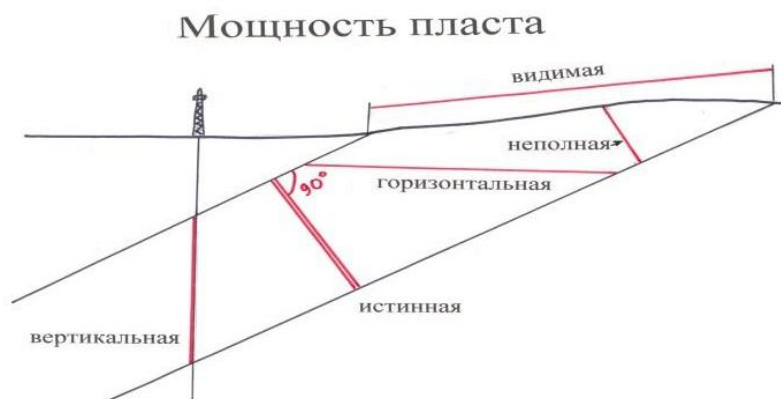


Рисунок 7 – Определение мощности пласта

- *Вертикальная* - расстояние по вертикали между кровлей и почвой пласта;
- *Видимая* - расстояние от кровли до почвы пласта по произвольному данному направлению.

Профиль скважины - проекция оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через ее устье и забой (рис. 8).

Кроме указанных величин направленные скважины характеризуются величиной отхода (смещения) S и глубиной по вертикали h .

Отход - длина горизонтальной проекции прямой, соединяющей устье и забой скважины (рис. 9).

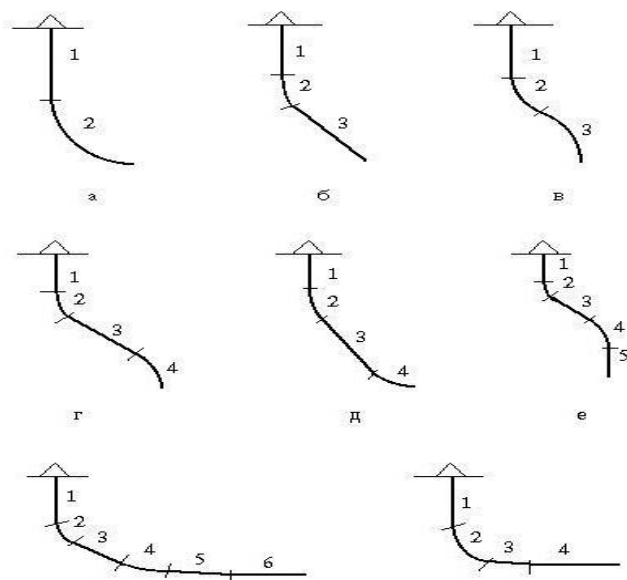
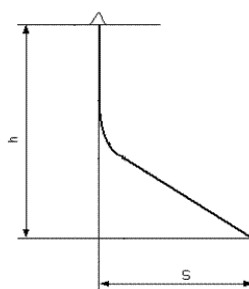


Рисунок 8 – Типы профилей направленных скважин

Глубина по вертикали - длина вертикали, соединяющей устье с горизонтальной плоскостью, проходящей через забой скважины.



h - глубина скважины по вертикали, м; S - общий отход скважины (смещение), м.

Рисунок 9 – Пример определения смещения и глубины скважины.

Вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, или касательную к ней, называется *апсидальной*.

5. Вопросы и задания.

Вопросы:

1. Понятие геонавигация.

2. Виды скважин.
3. Типы скважин.
4. Основные типы вертикальных проекций наклонно направленных скважин.
5. Области применения направленного бурения.
6. Отрицательные последствия искривления скважин.
7. Координаты устья и параметры трассы.
8. Определение мощности пласта.
9. Типы профилей направленных скважин.
10. Определения смещения и глубины скважины.

Практическая работа № 2

Кустовое бурение. Горизонтальное и горизонтально направленное

1. Цель работы.

Целью работы является изучение преимуществ и недостатков кустового бурения и бурения горизонтальных стволов скважины.

2. Формируемые компетенции.

ПК-6 Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Знания, умения и владения, приобретаемые обучающимся в результате освоения темы, в рамках формируемых компетенций связаны с изучением преимуществ и недостатков кустового бурения и бурения горизонтальных стволов скважины.

3. Актуальность темы.

Проектирования скважин при кустовом бурении приводит к сокращению затрат средств и времени на обустройство площадок под буровые установки, подъездных путей и других коммуникаций, следовательно реализация данного направления является актуальным решением проблемы снижения себестоимости добычи нефти.

4. Теоретическая часть.

Кустовым бурением называется такой способ, при котором устья скважин находятся на общей площадке сравнительно небольших размеров, а забои в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения.

Преимущества кустового бурения (рис. 1):

1. Сокращение затрат средств и времени на обустройство площадок под буровые установки, подъездных путей и других коммуникаций.
2. Уменьшение затрат времени на вышкостроение.
3. Сокращение затрат на эксплуатационное обслуживание и ремонт скважин.
4. Сокращение затрат на природоохранные мероприятия.

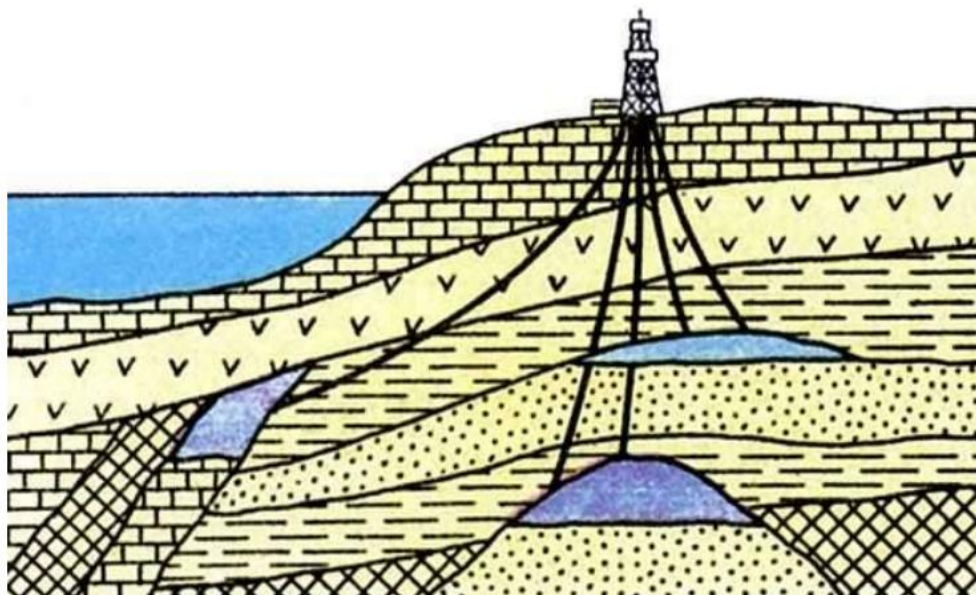


Рисунок 1 – Кустовое бурение

Недостатки кустового бурения:

1. Дополнительные затраты средств и времени на искусственное искривления скважин.
2. Увеличение объемов бурения.
3. Особенности проектирования скважин при кустовом бурении.
4. Оптимальным считается такое направление движение скважины (НДС), при котором направления на проектные забои скважин близятся к перпендикулярным по отношению к НДС (рис. 2).

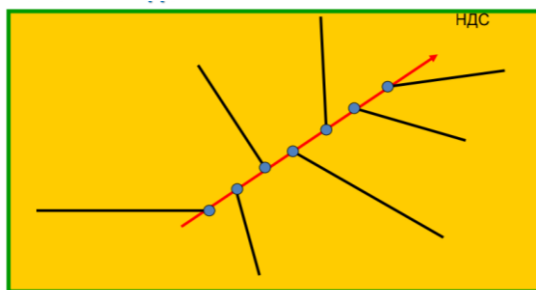


Рисунок 2 – Направления на проектные забои скважин

Особенности проектирования скважин при кустовом бурении.

Очередность бурения скважин

Очередность бурения скважин принимается следующей: в первую очередь бурятся скважины, для которых угол, измеренный от НДС до проектного направления на забои по часовой стрелке, составляет $120-240^\circ$ (I сектор), причем сначала бурятся скважины с большими зенитными углами; во вторую очередь бурятся скважины, для которых этот угол составляет $60-120^\circ$ (II сектор), и вертикальные скважины (рис. 3). В последнюю очередь бурятся скважины, для которых указанный угол ограничен секторами $0-60^\circ$ и $300-360^\circ$ (III сектор), причем сначала скважины с меньшими зенитными углами.

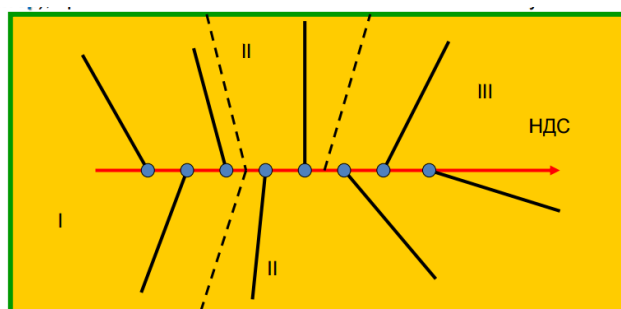


Рисунок 3 – Очередность бурения скважин

Глубина зарезки наклонного ствола

Глубина зарезки наклонного ствола при бурении скважин I и II секторов для первой скважины принимается минимальной, а для последующих – увеличивается (рис. 4). Во II секторе допускается для

последующих скважин глубину зарезки наклонного ствола уменьшать только в том случае, если разность в азимутах забуривания соседних скважин составляет 90° и более. Для скважин III сектора глубина зарезки наклонного ствола для очередной скважины принимается меньшей, чем для предыдущей. Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола для двух соседних скважин должно быть не менее 30 м, если разность в проектных азимутах стволов составляет менее 10° , 20 м, если разность азимутов $10-20^\circ$; и не менее 10 м во всех остальных случаях.

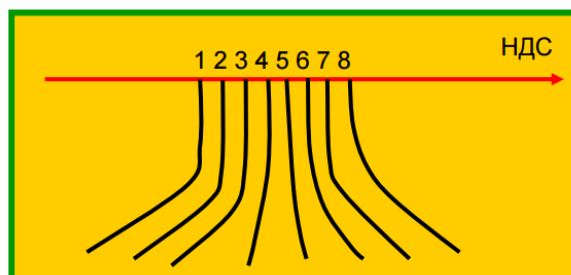


Рисунок 4 – Глубины зарезки наклонного ствола при бурении скважин

Оптимальное число скважин на кусте

Число скважин в кусте определяется с точки зрения:

- Пожарной безопасности.
- Технических возможностей проходки скважин.
- Экономической целесообразности.

1. В целях пожарной безопасности нормативно установлено, что суммарный дебит скважин в кусте не должен превышать 4000 т/сут при газовом факторе не более $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

2. С технической точки зрения максимальное число скважин в кустах определяется из выражения $t \cdot a \cdot n \cdot p \cdot 2 \cdot \max \cdot \pi = \pi$ где $a \cdot p$ - максимальное нормативно установленное, либо предельно возможное отклонение скважины от вертикали для используемой технологии направленного бурения; t - плотность геометрической сетки разработки месторождения; b -

расстояние по горизонтали между рядами сетки; h - расстояние по горизонтали между скважинами в ряду.

3. С экономической точки зрения при кустовом бурении:

- сокращаются затраты средств на сооружение оснований под буровую, монтажно-демонтажные работы, строительство подъездных путей, ЛЭП, нефтепроводов и т. д.;
- возрастают затраты на бурение скважин в связи с необходимостью их искусственного искривления;
- увеличивается длина скважин по стволу.

При оптимальном числе скважин в кусте стоимость каждой из них будет минимальной.

Оптимальное число скважин на кусте

1. Для конкретных условий определяется себестоимость C строительства основания под одну скважину куста.
2. Определяется зависимость возрастания себестоимости метра скважины δ в связи с дополнительными затратами на искусственное искривление.
3. Для конкретных условий определяется зависимость увеличения объема бурения от числа скважин в кусте

Погрешности и неопределенности при бурении

Погрешности и неопределенности, возникающие в процессе планирования и бурения скважин, приобретают критическое значение в случае горизонтальных скважин т.к. величина погрешности становится сопоставима с размерами целевого интервала, что приводит к высокому риску потери части или всего горизонтального ствола в неколлекторе.

К таким *погрешностям относятся в первую очередь вертикальная погрешность данных сейсмики, неопределённость по углу залегания*

структуры, а так же погрешности связанные непосредственно с процессом бурения и расчета траектории скважины: погрешности инклинометрии и расчета траектории скважины между точками замера.

Например, для горизонтальной скважины забоем 3000 – 3500м суммарная погрешность может достигать до нескольких метров по вертикали.

Сопровождение бурения горизонтальных скважин позволяет свести к минимуму подобные риски, так же как сопровождение наклонно направленного бурения дает возможность наиболее точно рассчитать траекторию и скорректировать ее по ходу выполнения работ.

Одной из главных задач, стоящих в данный момент перед нефтегазовой индустрией, является увеличение коэффициента извлечения нефти и газа.

Существует несколько методов увеличения нефтегазоотдачи, один из них путем оптимизации положения ствола скважины. Подобного рода оптимизация осуществляется за счет геологического сопровождения бурения - геонавигации.

Рассмотрим различные способы геонавигации, начиная от простых, основанных на применении стандартных приборов каротажа, до самых современных, в режиме реального времени.

Самым важным аспектом геонавигации, является своевременное принятие решения о коррекции траектории скважины в зависимости от поступающих данных.

Проблемы контроля параметров траектории и сопутствующих данных, может быть решена несколькими путями:

- измерение параметров траектории ствола скважины непосредственно в процессе бурения - с помощью ЗТС (забойные телеметрические системы);
- периодически при остановке бурения с помощью геофизической инклинометрической партии в соответствии с предварительной заявкой, поданной буровым подрядчиком в адрес управления геофизических работ;

➤ оперативно (при остановки бурения) с помощью инклинометров с автономной регистрацией данных, эксплуатация которых осуществляется персоналом (технологом) буровой бригады.

5. Вопросы и задания.

Вопросы:

1. Преимущества кустового бурения.
2. Недостатки кустового бурения.
3. Особенности проектирования скважин при кустовом бурении.
4. Как определяется глубина зарезки наклонного ствола.
5. Из чего исходят при определении оптимального числа скважин на кусте.
6. Погрешности и неопределенности при бурении.

Задания по работе №1.

Определить оптимальное число скважин на кусте?

Определить глубину зарезки наклонного ствола?

Определить оптимальное число скважин на кусте?

Практическая работа № 3

Забойные телеметрические системы

1. Цель работы.

Целью работы является изучение забойных телеметрических систем.

2. Формируемые компетенции.

ПК-6 Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Знания, умения и владения, приобретаемые обучающимся в результате освоения темы, в рамках формируемых компетенций связаны с изучением забойных телеметрических систем, с помощью которых можно оперативно следить за положением забоя бурящейся скважины.

3. Актуальность темы.

Контроль за траекторией ствола скважины, используя различные виды каналов связи, является наиболее рациональным способом извлечения оперативной информации о скважине. Актуальность данной технологии очевидна: не требуется дополнительных затрат на остановку скважины для геофизических исследований.

4. Теоретическая часть.

Для выполнения текущего контроля положения забоя бурящейся скважины, а также для получения разнообразной информации с забоя скважины, таких как, параметры режима бурения – значения осевой нагрузки, крутящего момента, частоты вращения долота, применяют современные телеметрические системы.

Телеметрические системы включают комплекс забойных датчиков, максимально приближенных к забою скважины, автономный, чаще всего в

виде гидротурбины, вырабатывающей электроэнергию, источник питания, систему съема, передачи и приема информации с забоя на поверхности, компьютерную систему обработки полученных данных для решения задач контроля и управления процессом бурения скважины.

За рубежом наибольшее распространение в практике бурения получили *телесистемы с гидравлическим каналом связи*, хотя у этих систем имеются существенные недостатки, касающиеся качества бурового раствора, а также работы бурового насоса и бурового оборудования.

В отечественном бурении предпочтение получили *телесистемы с электромагнитным каналом связи*, хотя и они имеют свои недостатки, связанные прежде всего с сильным влиянием на передачу сигнала высокоомных и низкоомных пластов, искажающих структуру импульса.

Для передачи информации с забоя скважины на поверхность применяются различные каналы связи:

- 1) системы с акустическим каналом связи;
- 2) телесистемы с гидравлическим каналом связи;
- 3) электромагнитный (беспроводной) канал связи;
- 4) проводной канал связи;
- 5) комбинированный канал связи.

Системы с акустическим каналом связи

Используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне бурильных труб или окружающей породе. Соответственно этому они подразделяются на три вида: гидроакустические, акустомеханические, сейсмические.

Сейсмические системы применяют пока только для пассивного контроля координат забоя. Из-за недостаточной точности определения положения забоя (десятки метров) они еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований. В качестве источника в таких системах

используются звуковые сигналы, которые сопровождают процесс работы бурового инструмента при разрушении горной породы на забое скважины. Сигналы с забоя улавливают сейсмические датчики на поверхности, и таким образом можно определить как положение забоя скважины, так и некоторые физико-механические параметры свойств горной породы.

Гидроакустический канал с его сложностью и многообразием свойств имеет слабую изученность. Одной из центральных проблем в создании гидроакустического канала является разработка низкочастотного (до 100—200 Гц) излучателя, способного эффективно возбуждать колебания внутри колонны бурильных труб в скважине.

Среди зарубежных телесистем практически не встречаются телесистемы с акустическим каналом связи, однако в настоящее время фирма *Schlumberger* предложила передачу акустических сигналов в процессе бурения скважин. Характерной особенностью предлагаемой телесистемы является ее независимость от параметров бурового раствора, так как акустический сигнал распространяется по трубам и только на дневной поверхности он трансформируется в электромагнитные колебания.

Гидравлический канал связи

Типовая структурная схема инклинометрической телеметрической системы с гидравлическим каналом связи приведена на рисунках 1 и 2.

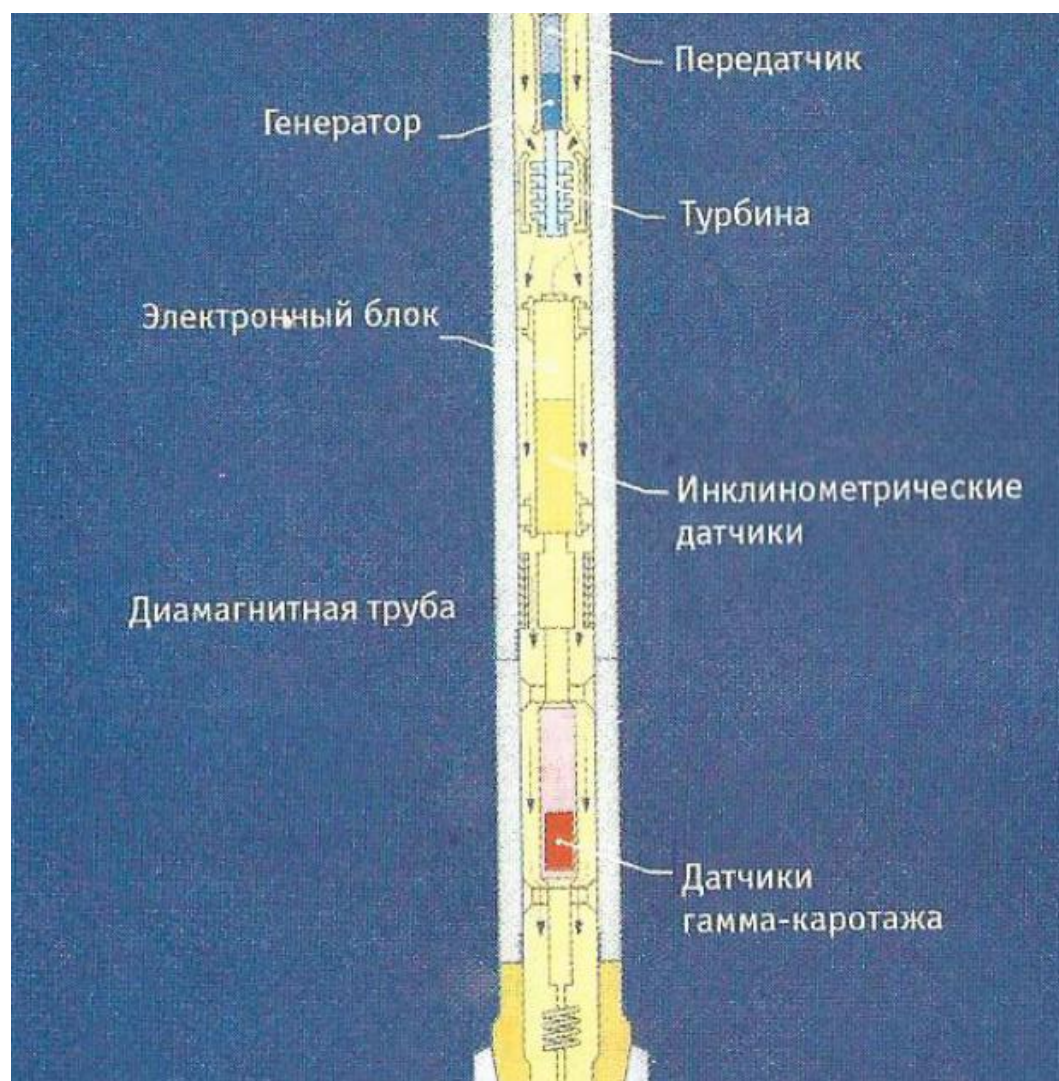


Рисунок 1 – Структурная схема телесистемы с гидравлическим каналом связи

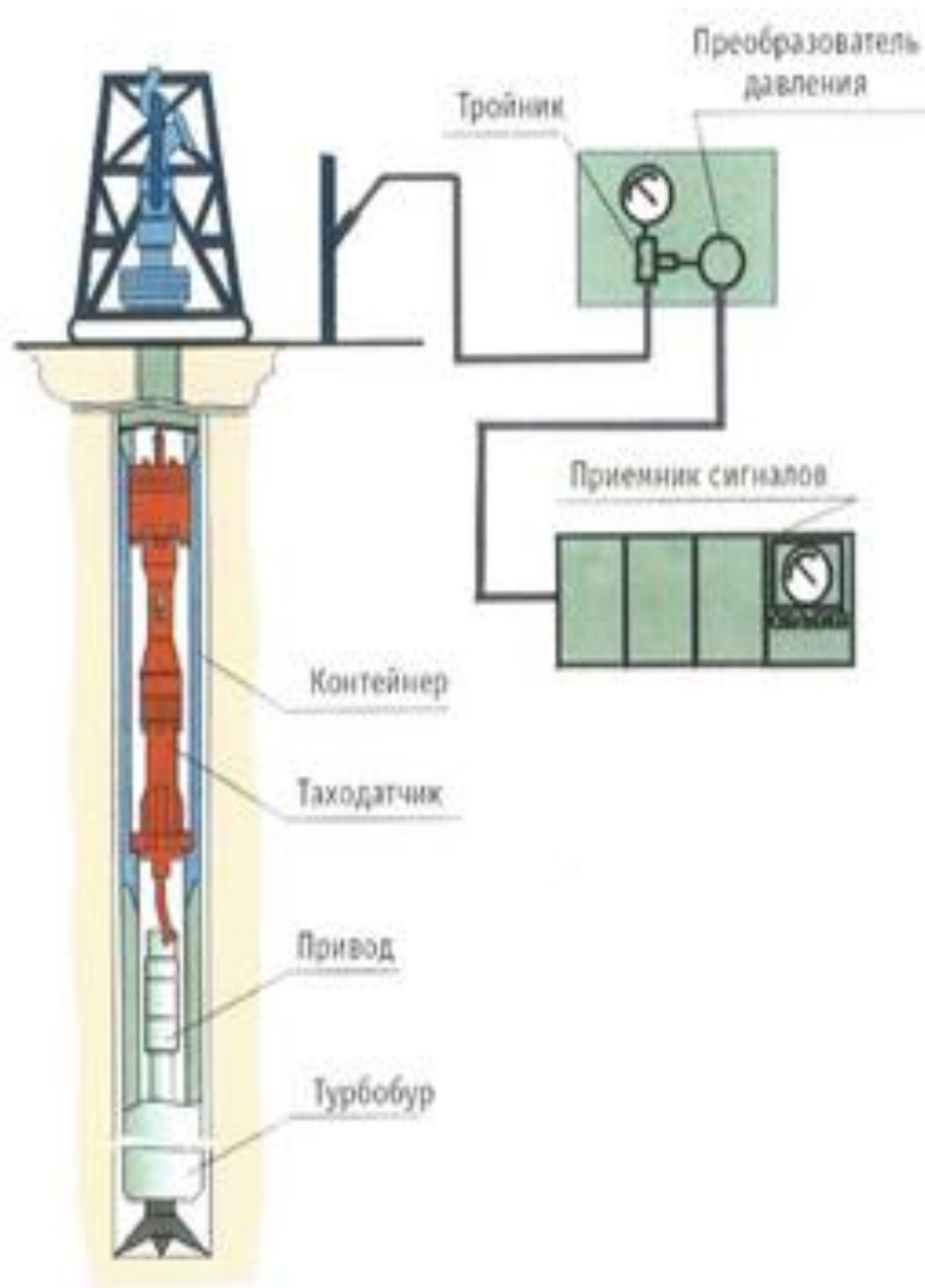


Рисунок 2 – Структурная схема телесистемы с гидравлическим каналом связи

На рисунке 1 представлены система зарубежного производства, выполненная в виде отдельных модулей, которые могут компоноваться между собой в любой последовательности непосредственно на буровой установке. На рисунке 2 представлена телеметрическая система, освоенная отечественным экспериментальным производством (Телеметрическая

система ИЧТ), предназначенная для контроля и передачи на устье скважины в процессе турбинного способа бурения информации о частоте вращения вала турбобура.

Преимущества гидравлического канала связи:

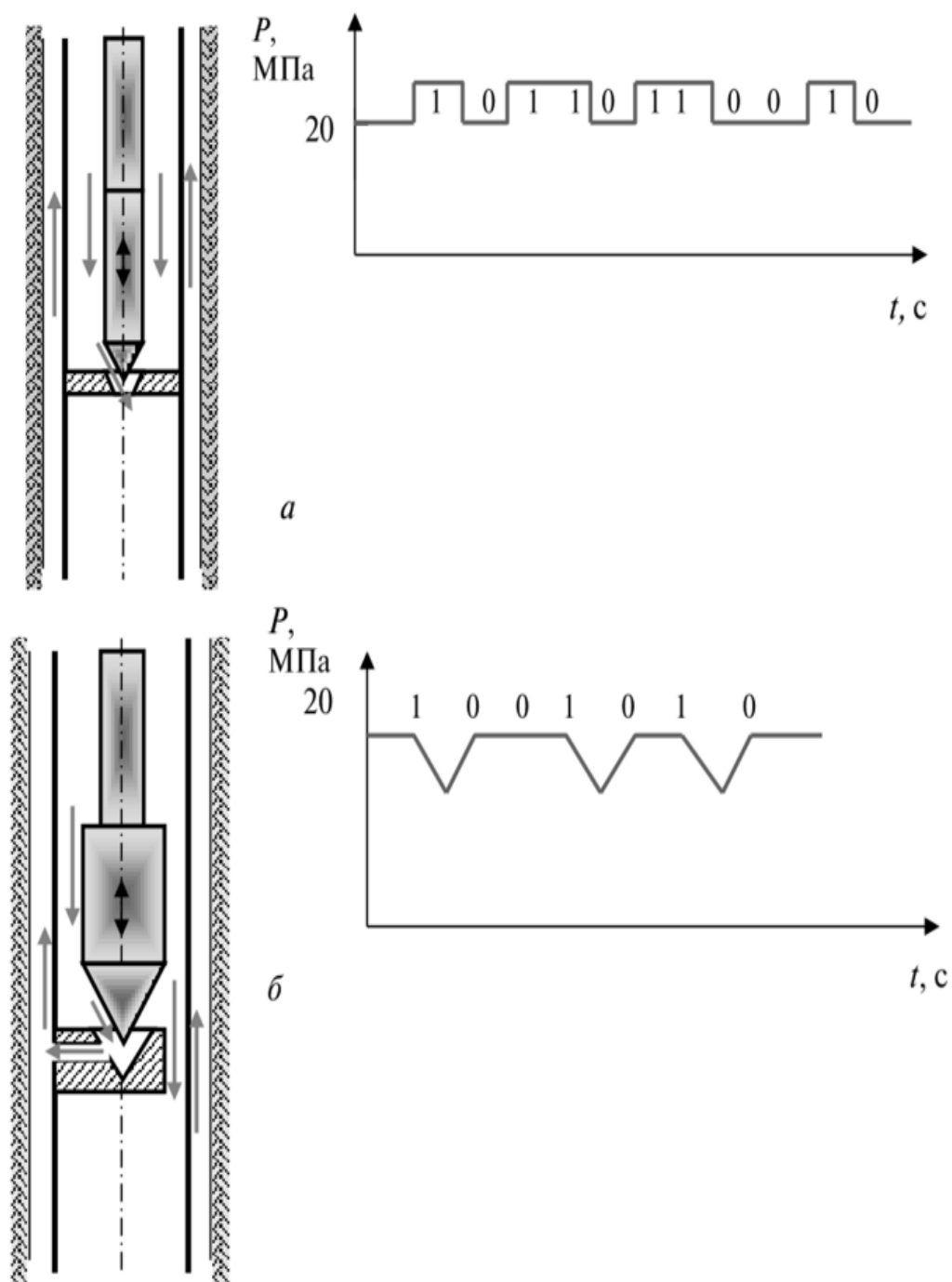
- гидравлический канал связи является естественным каналом связи, так как в нем в качестве канала связи используется столб бурового раствора в бурильной колонне, а следовательно, не требуется дополнительных затрат на организацию канала связи;
- гидравлический канал связи обладает большой дальностью действия.

На рисунке 2 представлены схемы забойных гидромеханических датчиков и графические изображения импульсов, генерируемых такими датчиками, которые используются в телесистемах с гидравлическим каналом связи. В данном случае датчики устанавливают внутри колонны труб и с помощью подвижного клапана вызывают импульсы давления бурового раствора.

На рисунке 3, а показан датчик, который генерирует положительные импульсы давления, перекрывая прямой поток раствора внутри колонны, а на рисунке 3, б - отрицательные, поскольку буровой раствор через клапан периодически сбрасывается в затрубное пространство. Короткий импульс соответствует кодированному значению 1 или 0, при этом при положительном импульсе 1 - это код повышения давления, а при отрицательном импульсе - код понижения давления. Сигнал, который соответствует 0 - это возврат к прежнему уровню давления в системе «колонна - скважины».

На рисунке 4 показан пульсатор вращательного типа, который передает информацию за счет изменения фазы пульсации давления. Пульсация давления достигается за счет вращения крыльчатки 1 с постоянной частотой вращения, а фазовый переход достигается поворотом крыльчатки 2 влево или

вправо. Поворот крыльчатки в ту или иную сторону приводит к определенному смещению фазы пульсации и знаку 1 или 0.

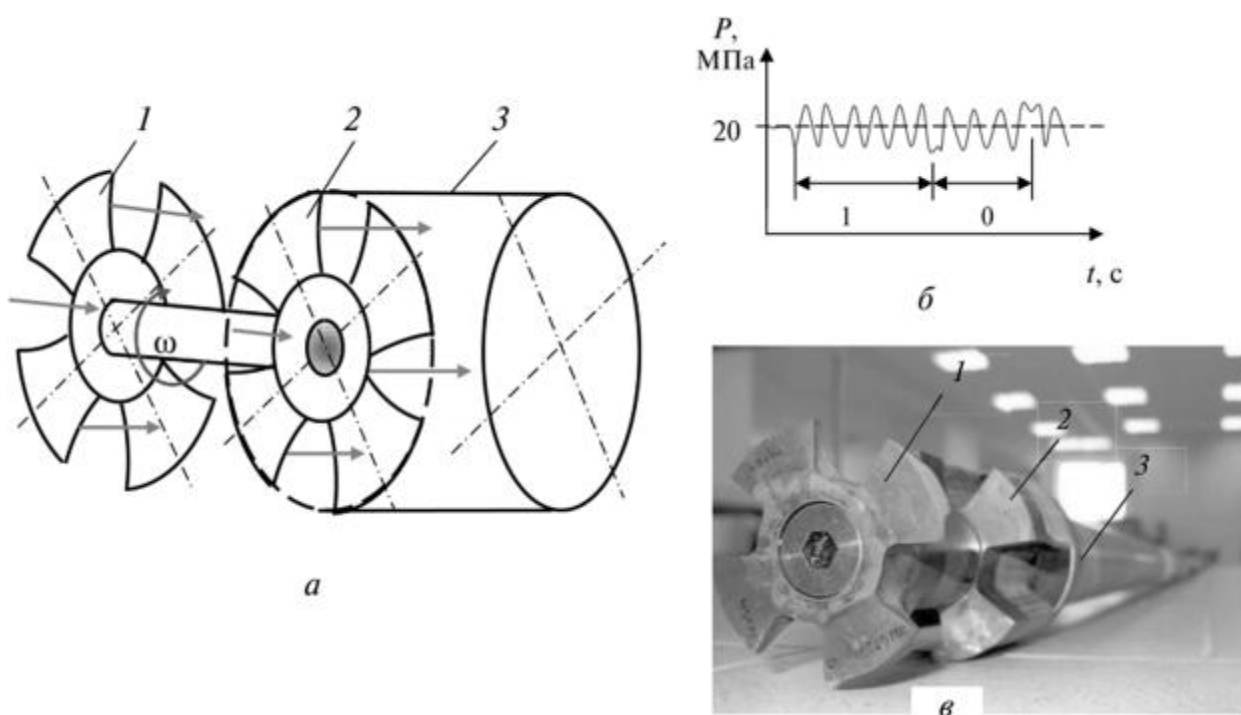


a — схема датчика и график импульса при передаче кодированного положительного сигнала; *б* — схема датчика и график импульса при передаче кодированного отрицательного сигнала

Рисунок 3 – Кодирование сигналов в гидравлическом канале связи ЗТС

Первые телеметрические системы, разработанные в начале 1960-х гг. во ВНИИБТ, представляли собой механические устройства, привод которых был конструктивно связан с валом турбобура.

В настоящее время разработкой телесистем с передачей информации по гидравлическому каналу связи занимается НИИ ТС «Пилот», которому удалось создать экспериментальный образец телесистемы, осуществляющей контроль процесса бурения.



а - схема работы; *б* - график импульса сигнала; *в* - внешний вид пульсатора; 1 - вращающаяся крыльчатка; 2 - крыльчатка фазовой манипуляции, установленная с возможностью поворота вокруг оси влево - вправо; 3 - корпус системы

Рисунок 4 – Схема пульсатора вращательного типа

За рубежом в области каротажа в процессе бурения наиболее успешно работают фирмы *Schlumberger*, *Halliburton*, *Baker Hughes*, *Teleco*, *Eastman Cristensen* (США), *Sperry-Sun* (Великобритания). Эти фирмы в конце 1980-х гг. разработали и используют телесистемы *MWD* {*measurement while drilling* — измерение во время бурения) с гидравлическим каналом связи,

позволяющие осуществлять оперативный контроль траектории скважин путем измерения инклинометрических и некоторых технологических параметров.

В настоящее время зарубежные фирмы разрабатывают и предлагают системы *LWD* (*logging while drilling* — регистрация во время бурения) с гидравлическим каналом связи с набором методов, не уступающих системам каротажа на кабеле. Как правило, эти системы состоят из отдельных модулей, каждый из которых имеет зенитный угол в скважинном приборе, позволяющее запоминать скважинные данные во время работы прибора. Кроме того, информация о пластах передается в реальном времени по каналу связи на поверхность.

Фирма *Baker Hughes* также имеет в своем распоряжении полную серию систем *MWD* как для контроля направления, так и для оценки пласта, рассчитанных на температуру 125—150°C и давление 140 МПа.

Фирма *Schlumberger* также рекомендует новый прибор *Slim Access* транспортируемый на трубах в повторно разбуриваемую скважину диаметром 95 мм с резкими изменениями направления ствола – 40 град./30 м.

Электромагнитный (беспроводной) канал связи

Использует колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передачи. По простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности он является наиболее перспективным при организации устойчивой связи «забой — устье» при турбинном и роторном бурении скважин.

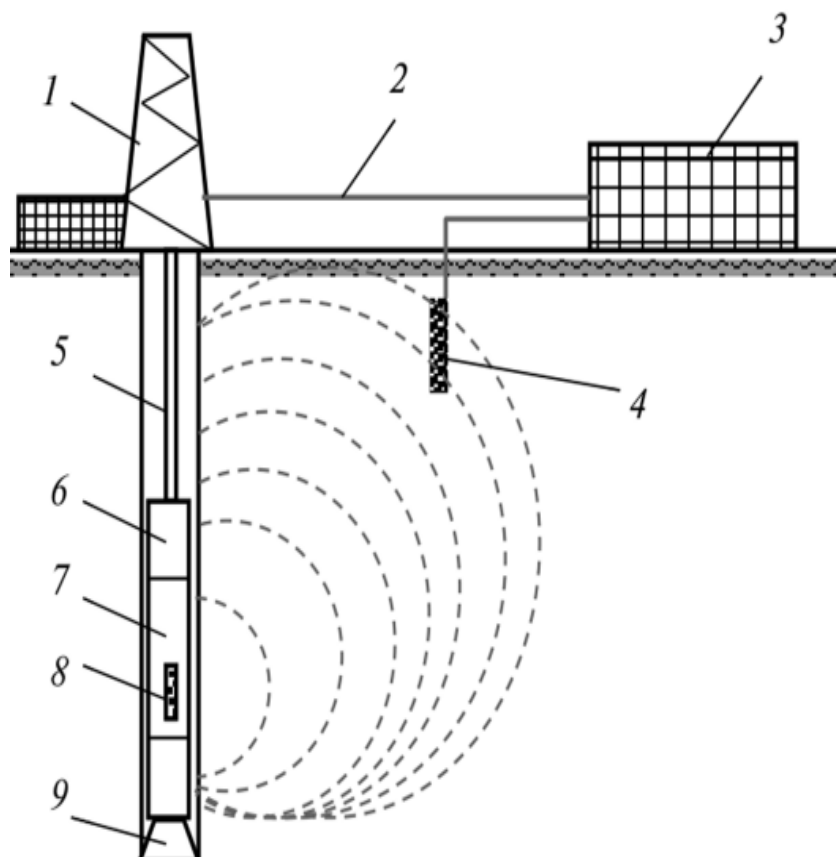
По сравнению с гидравлическим каналом электромагнитный канал связи обладает следующими преимуществами:

- повышенной надежностью деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора;
- простотой в управлении, возможностью обратной связи.

Вместе с тем электромагнитный канал связи обладает некоторыми недостатками, такими как ограничение дальности действия (из-за свойств геологического разреза), ее зависимость от материала бурильных труб, а также отсутствие возможностей исследования в море и в соленосных отложениях, достаточно высокая сложность электронного управляющего блока.

Разработкой бескабельных систем активно занимаются в ОАО НПП «ВНИИГИС». В 1969 г. разработана аппаратура КУБ-1, предназначенная для проведения электрического каротажа в процессе турбинного бурения. В последующее десятилетие разработана телеметрическая система ЗИС-1 для автоматического контроля направления скважин в процессе бурения и телеизмерительная система «Забой» для измерения в процессе бурения нефтяных и газовых скважин геофизических и технологических параметров. С 1991 г. разработаны забойные телесистемы с беспроводным электромагнитным каналом связи типа ЗИС-4. С 1999 г. началась эксплуатация первой промышленной партии малогабаритной телесистемы ЗТС54-ЭМ, параллельно ей разработана более совершенная телесистема ЗТС-42ЭМ с диаметром модулей 42 мм.

На рисунке 5 показана схема, поясняющая принцип построения электромагнитной связи. Сигнал поступает от источника, который размещен в ЗТС под диамагнитным разделителем колонны. Электромагнитное излучение передается через породы к антенне-заземлителю, а далее принимается системой обработки сигнала и компьютером.



1 - буровая установка; 2 - кабель связи; 3 - пульт управления с ПК; 4 - антенна - заземлитель; 5 - бурильные трубы; 6 - энергоблок компоновки; 7 - электронный блок компоновки; 8 - источник электромагнитных волн; 9 - долото

Рисунок 5 – Схема электромагнитного канала связи телеметрической системы

Проводной канал связи

Проводной канал связи имеет следующие преимущества перед всеми известными каналами связи (рис. 6):

- максимально возможная информативность;
- быстроедействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи;
- отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика;

- возможность двухсторонней связи, подачи значительной электрической мощности для привода забойных механизмов (управляемого отклонителя, нагрузителя и др.), использования при работе с продувкой воздухом и с использованием аэрированного бурового раствора;
- отсутствие зависимости от удельного сопротивления горных пород.

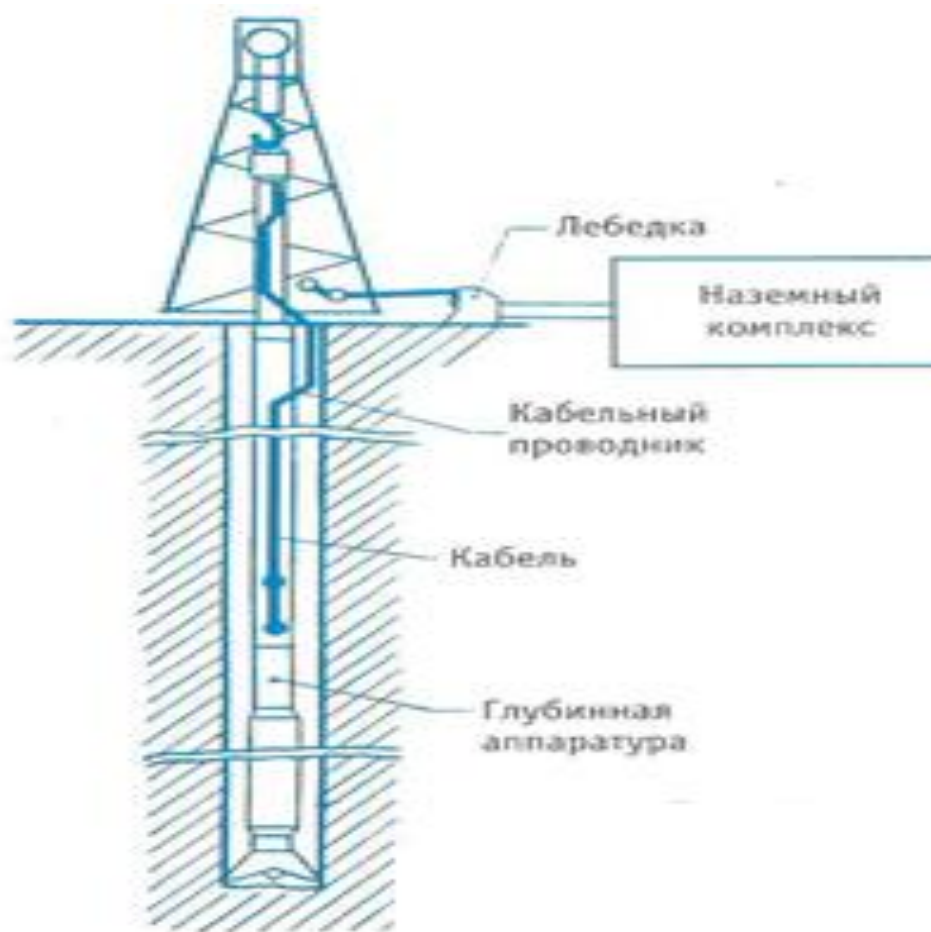


Рисунок 6 – Структурная схема телесистемы с проводным каналом связи

Работы по созданию ЗТС с проводным каналом связи были обусловлены применением с начала 1960-х гг. в СССР электробурения. Наиболее широкое распространение получила телеметрическая система типа СТЭ, использовавшая в качестве линии связи силовой кабель электробура. Система СТЭ позволяла производить измерения следующих параметров: зенитного угла, азимута скважины, положения отклонителя, нагрузки на

долото, числа оборотов, крутящего момента. В настоящее время разработчики ВНИИБТ направили свои усилия на разработку ряда унифицированных телеметрических систем типа ЭТО (электропроводная телесистема для ориентирования) в модульном исполнении. Созданы базовый модуль ЭТО-1 и др.

С середины 1990-х гг. лидером в разработке кабельных систем является ОАО НПФ «Геофизика», где разрабатываются и производятся: инклинометрическая забойная система с кабельным каналом связи КТС-1 с магнитометрическим многоточечным инклинометром «Оникс»; технологии и технические средства для ГИС и ГС «Горизонталь».

С развитием таких буровых систем, как колтюбинг, исключающих применение составных бурильных колонн, актуальность проводных систем передачи информации с забоя возрастает существенно. В этом случае телеметрическая система значительно упрощается, так как появляется возможность без всяких ограничений подавать к забою энергию и получать обратно устойчивый и высококачественный сигнал по электрическому или оптоволоконному каналу.

Комбинированный канал связи

Это сочетание различных по своей физической сущности каналов связи скважинного прибора с наземной регистрирующей и обрабатывающей аппаратурой, позволяющий в каждом конкретном случае выбрать оптимальный вариант системы. В настоящее время наиболее распространенной комбинацией является гидравлический и электромагнитные каналы связи.

Тенденция развития каналов связи направлена на *увеличение количества информации, передаваемой в единицу времени*. Так, гидравлический канал связи с положительным импульсом давления имеет предел 4 бит/с. Электромагнитный бескабельный и гидравлический каналы

связи с отрицательным импульсом давления достигают уровня передачи данных 10 бит/с. Устройства гидравлического канала связи, использующие положительные и отрицательные импульсы давления, вытесняются более перспективными *роторными пульсаторами*, частоту передачи данных которыми ведущие производители обещают довести в ближайшее время до 30 бит/с. Однако существует ряд ограничений на использование гидравлического канала связи: аэрированные буровые растворы и нерастворимые средства борьбы с поглощениями бурового раствора. Электромагнитный канал связи также совершенствуется, например, установкой кабельной перемычки 100-200 м на канал связи между забойной телесистемой и ретранслятором-разделителем на бурильных трубах (это так называемый комбинированный канал связи), что позволяет снизить затухание сигнала и повысить частоту передачи данных до 20-30 бит/с, а также обойти частично проблему с влиянием низкоомных солевых прослоев пород.

5. Вопросы и задания.

Вопросы:

1. Назначение телеметрических систем.
2. Каналы связи для передачи информации с забоя скважины.
3. Системы с акустическим каналом связи
4. Телесистемы с гидравлическим каналом связи.
5. Телесистемы с электромагнитным (беспроводной) каналом связи.
6. Проводной канал связи.
7. Комбинированный канал связи.
8. Зарубежные телесистемы.

Задания по работе №1.

Практическая работа № 4

Инклинометры

1. Цель работы.

Целью работы является изучение скважинных приборов работающих на каротажном кабеле.

2. Формируемые компетенции.

ПК-6 Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Знания, умения и владения, приобретаемые обучающимся в результате освоения темы, в рамках формируемых компетенций связаны с изучением современных методов контроля траектории скважины.

3. Актуальность темы.

Актуальность темы обуславливается тем, что отсутствие информации о кривизне скважины делает не возможным построение структурных и иных карт.

4. Теоретическая часть.

Инклинометрия это измерение углов искривления буровой скважины. Буровые скважины задают либо вертикальными, либо наклонными, исходя из геологических или технических соображений. Наклонные скважины приходится бурить при добыче нефти с морских платформ, с насыпных оснований в болотистых районах Западной Сибири, чтобы, не меняя положения буровой вышки, вскрыть нефтяную залежь в нескольких местах (рис. 1б), наклонными бурят и дополнительные стволы, ответвляющиеся от основного. На рудных месторождениях наклонные скважины задают при

разведке крутопадающих рудных тел (рис. 1а). В процессе бурения скважины могут отклоняться от заданного направления – искривляться.

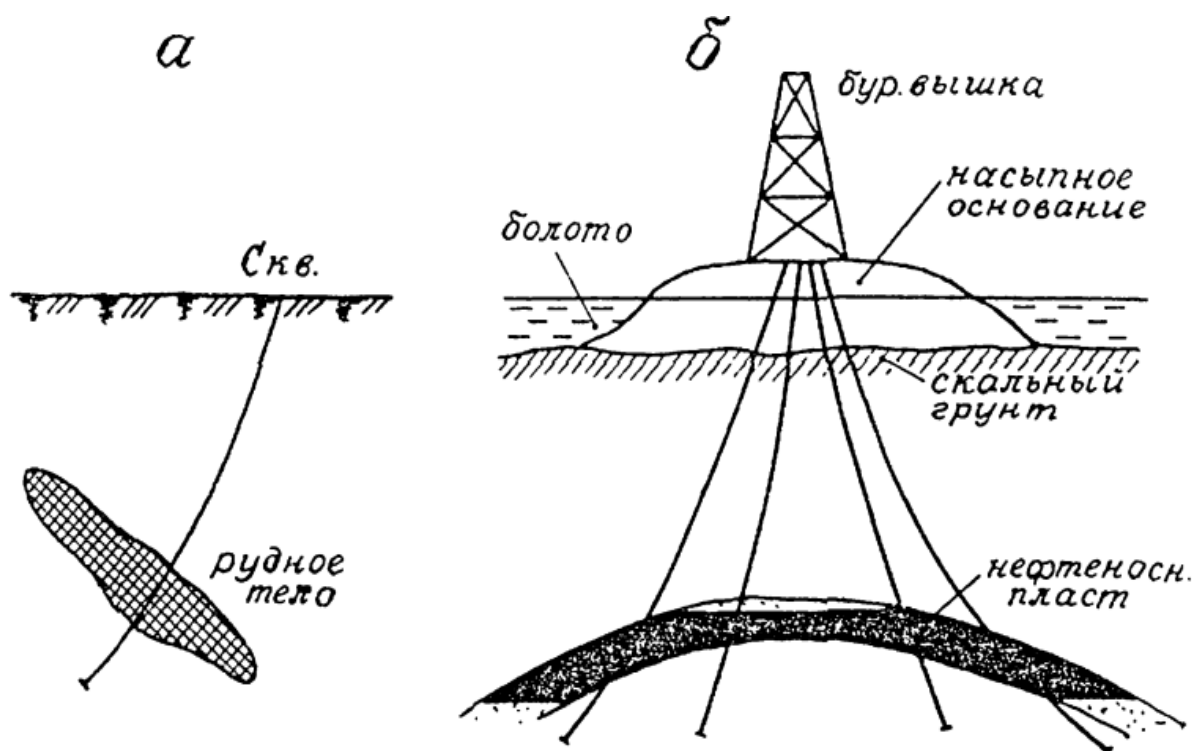


Рисунок 1 – Расположение наклонных скважин при разведке рудной (а) и нефтяной (б) залежи в Западной Сибири

Положение скважины в пространстве определяется ее глубиной и двумя угловыми параметрами – зенитным и дирекционным углами (чаще используется азимутальный угол).

Дирекционный угол – угол между северным концом осевого меридиана (среднего меридиана данной полосы или осью x географической координатной сетки данной зоны) и заданным направлением; его отсчитывают от северного конца меридиана по ходу часовой стрелки (рис. 2б, $\angle \beta$). Обычно вместо дирекционного угла β , пользуются магнитным азимутом наклона $\angle \varphi$.

Зенитный угол δ – это угол между осью скважины и вертикалью. Иногда прибегают к такому термину как угол наклона скважины – это угол, дополняющий зенитный до 90° .

Азимутальный угол φ (или угол α на рис. 3) – отсчитывается по ходу часовой стрелки от направления на магнитный север (линия $C_m - Ю_m$ на рис. 2), и горизонтальной проекцией оси скважины.

Определение искривления скважины сводится к замерам положения в пространстве оси скважины, следующим один за другим. Причем в пределах каждого отрезка ось скважины отождествляют с прямой линией. Измерения в скважинах выполняют по точкам. В вертикальных скважинах расстояние между точками наблюдения l (шаг измерения) принимают равным 25м, в наклонно-направленных – 5 м. При определении проекции ствола скважины условно принимают, что углы δ и φ , полученные в нижней точке интервала исследования, остаются постоянными до следующей точки измерения.

Проекцию интервалов ствола скважины на вертикальную плоскость (рис. 2, а) определяют как:

$$l_{вер} = l_i \cos \delta_i, \quad (1)$$

где $l_{вер} = h_{i+1} - h_i$ – глубина нижней и верхней точек рассматриваемого интервала.

Для определения истинной глубины залегания i -го пласта необходимо просуммировать все вертикальные проекции отдельных элементарных участков ствола скважины.

Горизонтальную проекцию i -го интервала разреза скважины определяют из выражения:

$$l_{гор} = l_i \sin \delta_i. \quad (2)$$

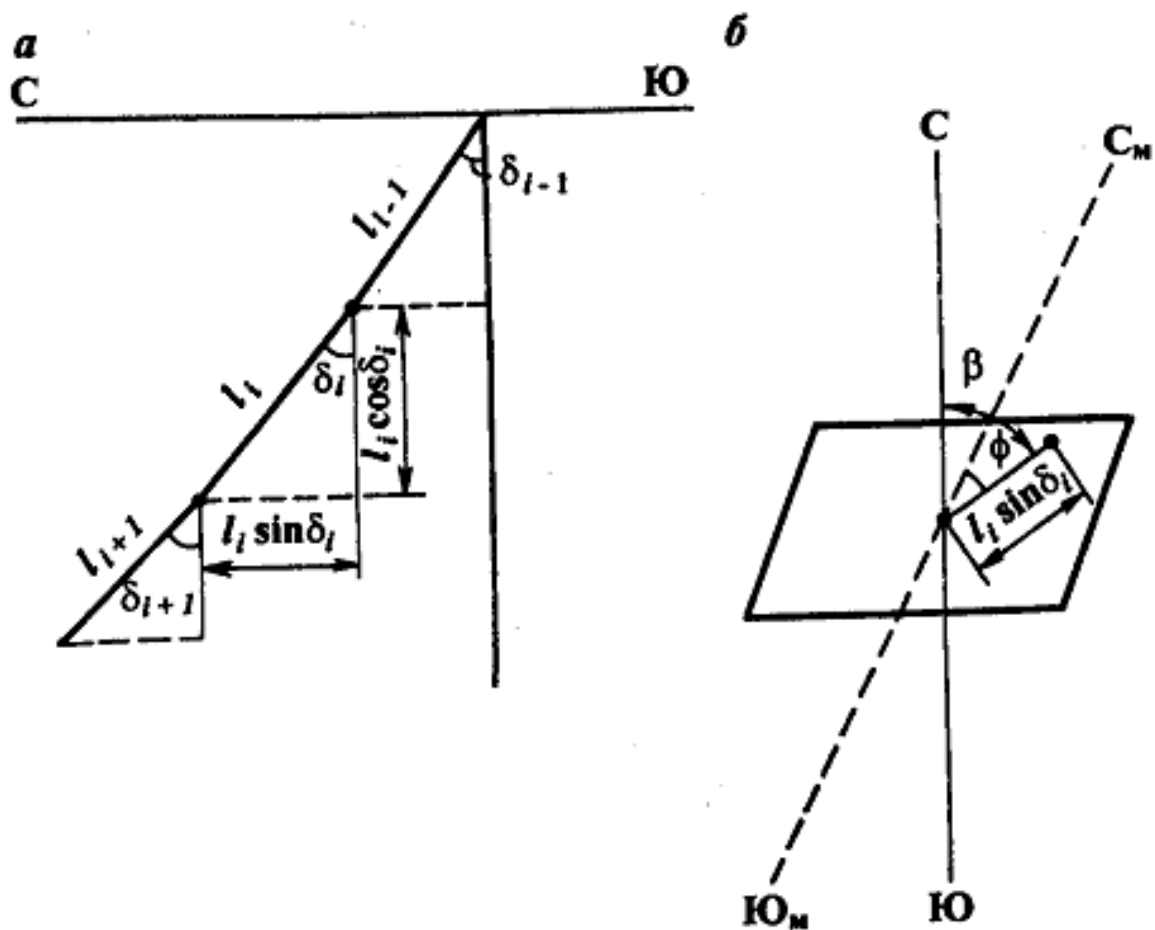


Рисунок 2 – Проекция интервалов ствола наклонно направленной скважины на вертикальную (а) и горизонтальную (б) плоскости

По данным измеренных углов и вычисленных значений горизонтальных проекций строят инклинограмму – проекцию оси скважины на горизонтальную плоскость в виде ломанной кривой (рис. 3). Инклинограмму получают путем последовательного построения всех вычисленных значений Δl_i , начиная с начальной.

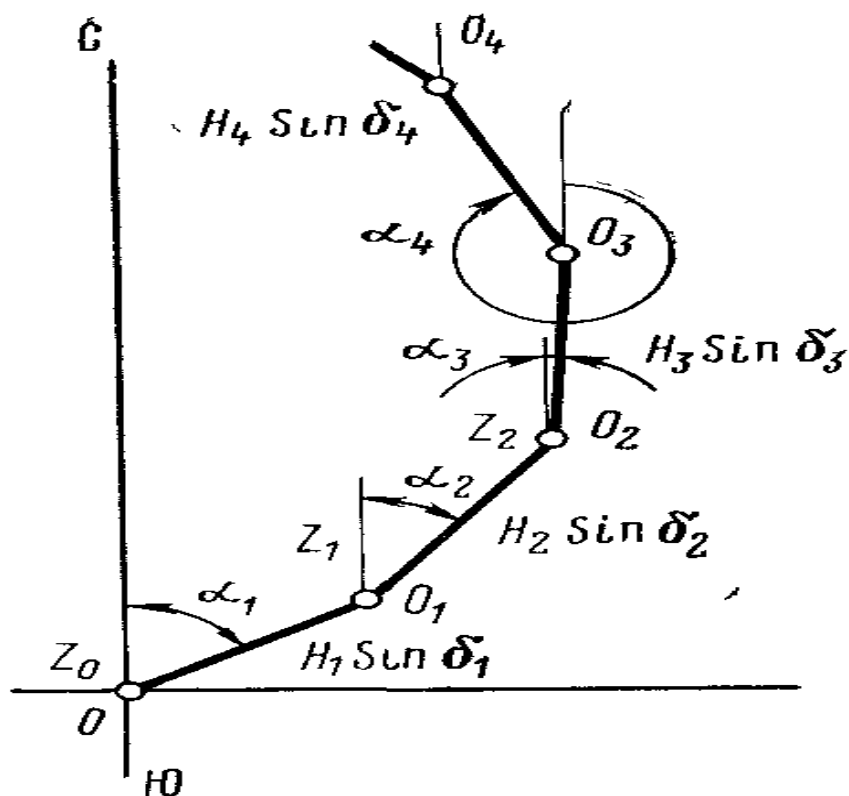


Рисунок 3 – Пример построения инклинограммы – горизонтальной проекции ствола скважины

Пусть O – горизонтальная проекция начальной точки скважины; Ю-С – направление юг-север (рис. 3). Определив по формуле (2) горизонтальную проекцию первого интервала, откладываем ее в масштабе от точки O по направлению, составляющему с направлением Ю-С угол α_1 , отсчитываемый по ходу часовой стрелки. Конечная точка O_1 этого отрезка является начальной точкой горизонтальной проекции второго интервала. Далее откладываем величину проекции $l_2 \sin \delta_2$ под углом α_2 от направления Ю-С и получаем начальную точку O_2 горизонтальной проекции третьего интервала и т.д. Таким образом, наносятся все интервалы исследованного участка скважины. Соединив начальную точку первого интервала с конечной точкой последнего, получают общее смещение оси скважины от вертикали на исследуемом участке. Величину смещения и его направление указывают на

плане. Инклинограммы строят, как правило, в масштабе 1:200.

Измерения искривления скважины необходимы для: контроля сохранения заданного направления оси скважины в пространстве, что особенно важно при наклонно-направленном бурении; контроля отсутствия резких отклонений ствола скважины, которые могут вызвать осложнения при бурении; получения необходимых исходных данных для геологического построений; определения положения и глубины залегания элементов разреза скважины.

Основные причины, вызывающие искривления вертикальной скважины: нарушение технологического процесса бурения, различная твердость бурящихся пород, частое переслаивание пород различной твердости, значительный угол падения пластов.

Отклонение вертикальных скважин обычно имеет следующие закономерности: при пологом залегании пластов (угол падения до 5°) обычно не наблюдается каких-либо преимущественных направлений искривления; при углах падения пластов $5 - 45^\circ$ преобладает направление отклонения от вертикали вверх по восстанию пород; ось ствола скважины стремится занять положение, перпендикулярное к плоскостям напластования; при углах падения более 60° преобладают направления отклонения вниз по падению пласта, ось ствола скважины стремится занять положение, параллельное напластованию пластов.

Основные понятия, связанные с искривлением скважин – азимут искривления и угол наклона скважины.

Для определения угла и направления отклонения оси скважины от вертикали широко применяют инклинометры, в которых ориентировка осуществляется по магнитному полю Земли.

Магнитное поле Земли характеризуют следующими величинами: напряженностью T , горизонтальной составляющей магнитного поля H –

проекцией вектора T на горизонтальную плоскость, направлением магнитного меридиана – направлением составляющей H , наклоном I – углом между вектором магнитного поля Земли и его горизонтальной составляющей, склонением D – углом между направлениями географического и магнитного меридианов. Если магнитный меридиан отклонен к востоку от географического, склонение считают восточным, или положительным, если к западу – западным, или отрицательным.

Магнитное поле Земли меняется от пункта к пункту и, кроме того, претерпевает некоторые изменения со временем, из которых существенное значение имеют изменения от года к году (вековые вариации). Эти вариации необходимо учитывать при использовании угла склонения D .

Магнитное поле Земли в скважине практически такое же, как и на поверхности Земли (при отсутствии пластов, содержащих сильномагнитные минералы).

Приборы, определяющие азимут направления оси скважины по магнитному полю Земли, применимы только в не обсаженных стальными обсадными колоннами скважинах. Корпуса таких приборов и их детали изготавливают из немагнитных материалов. Для работы в обсаженных скважинах, а также в бурильных трубах, применяют гироскопические инклинометры.

Определение угла отклонения скважины от вертикали обычно производится с помощью отвеса. Показания отвеса не зависят от наличия в скважине сильномагнитной среды.

Таким образом, в настоящее время для определения элементов искривления скважин применяются инклинометры серии КИТ с точечной регистрацией. Измерения приборами данной серии проводят при подъеме прибора, в отдельных точках после полной остановки прибора обычно через 25 м в вертикальных скважинах и через 5 м в наклонно-направленных скважинах. Инклинометры более совершенной конструкции

с непрерывной регистрацией элементов искривления скважин пока имеют ограниченное применение.

Технические характеристики инклинометров серии КИТ:

- диапазон измерения зенитных углов отклонения от вертикали от 0 до 50°;
- диапазон измерения азимута от 0 до 360°;
- давление 100 МПа;
- температура 120°С;
- пределы допускаемой основной погрешности при измерении зенитных углов отклонения от вертикали во всем диапазоне измерений $\pm 0^{\circ}30'$;
- пределы допускаемой основной погрешности при измерении азимута $\pm 4^{\circ}$;
- время установления рабочего режима (время успокоения чувствительного элемента) не более 12 сек.

Питание инклинометров осуществляется от универсального источника питания УИП-1 постоянным напряжением 270 В.

5. Вопросы и задания.

Задания по работе №1.

1. Изучить причины, вызывающие искривления вертикальной скважины.
2. Изучить принцип действия измерительной рамки инклинометра КИТ.
3. Изучить наземную панель скважинного прибора.
4. Изучить полный цикл переключений на наземной панели скважинного прибора.
5. Изучить последовательность выполнения операций при выполнении калибровки инклинометра.

Указания по порядку выполнения работы

1. Изучить принцип действия измерительной рамки инклинометра КИТ.

Инклинометр состоит из скважинного прибора (СП) с удлинителем и наземного пульта управления. Кожух СП изготовлен из немагнитного алюминиевого сплава и заканчивается сверху стандартной приборной головкой, а снизу – переводником для крепления удлинителя.

Основной частью инклинометра является измерительная рамка (рис. 4), несущая указатели угла и азимута искривления скважины. Ось вращения рамки совпадает с продольной осью СП, параллельной оси скважины. Центр тяжести рамки смещен с ее оси эксцентрично расположенным грузом 18 так, что рамка всегда устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины.

Указателем азимута служит буссоль, состоящая из магнитной стрелки 14, вращающейся на подвижной оси 16, и пластмассового корпуса 5, в котором смонтированы кольцевой реохорд 4 и токосъемное кольцо 3. Корпус буссоли укреплен в рамке на двух полуосях, благодаря чему ось стрелки под действием груза 6 всегда занимает вертикальное положение. Магнитная стрелка закреплена на колпачке 12 с агатовым подшипником, который насажен на острие 13 подвижной оси 16. Стрелка снабжена изолированными от нее пружинными контактами 15, которые при смещении вниз оси 16 вместе со стрелкой соединяют реохорд с токовым кольцом. Выводами реохорда и токосъемного кольца служат гибкие проводники. Разрыв кольцевого реохорда находится в плоскости, перпендикулярной к плоскостям рамки и искривления скважины. Поэтому угол между северным концом магнитной стрелки и разрывом реохорда равен магнитному азимуту, а сопротивление включенной части реохорда пропорционально этому азимуту.

Указатель угла наклона состоит из отвеса 7 со стрелкой 8 и углового реохорда 10. Плоскость качания отвеса на оси перпендикулярна к плоскости рамки и совпадает с плоскостью искривления скважины. При измерениях конец стрелки 8 прижимается к реохорду дужкой 9, служащей токосъемной шиной. Включаемое при этом сопротивление реохорда пропорционально углу.

Положение магнитной стрелки во время отсчета показаний фиксируется механизмом, состоящим из нажимного кольца 11, возвратных пружин 2, дугообразного рычага 17, сцепленного с дужкой 9. Под воздействием переключателя инклинометра дугообразный рычаг 17 отклоняется книзу и оттягивает подпружиненную ось буссоли, обеспечивая прижим контактных пружин магнитной стрелки к реохорду и токосъемному кольцу буссоли. Одновременно происходит прижимание стрелки подвеса к реохорду угла. На верхнем конце рамки имеется коллектор 1 с тремя контактными кольцами, с которыми соединены выводы реохордов азимута и угла. Рамка вращается на двух полуосях в дюралевом стакане, укрепленном в нижней части СП. Для демпфирования измерительной системы плоскость стакана заполнена смесью кремнийорганической жидкости с керосином. Над стаканом находится переключатель, управляющий механизмом фиксации ползунков реохордов и положением двух пар щеток, соединенных с кабелем и ползунками реохордов. Переключатель приводится в действие электромагнитом, питаемым постоянным током. Электромагнит размещен в верхней части СП для исключения влияния стали на буссоль.

Для каждого инклинометра в процессе эксплуатации регулярно проводится техническое обслуживание, градуировка и метрологическая поверка с целью поддержания его в рабочем состоянии, обеспечения установленных метрологических и эксплуатационных характеристик и предотвращения возможности возникновения аварийных ситуаций в процессе исследования скважин.

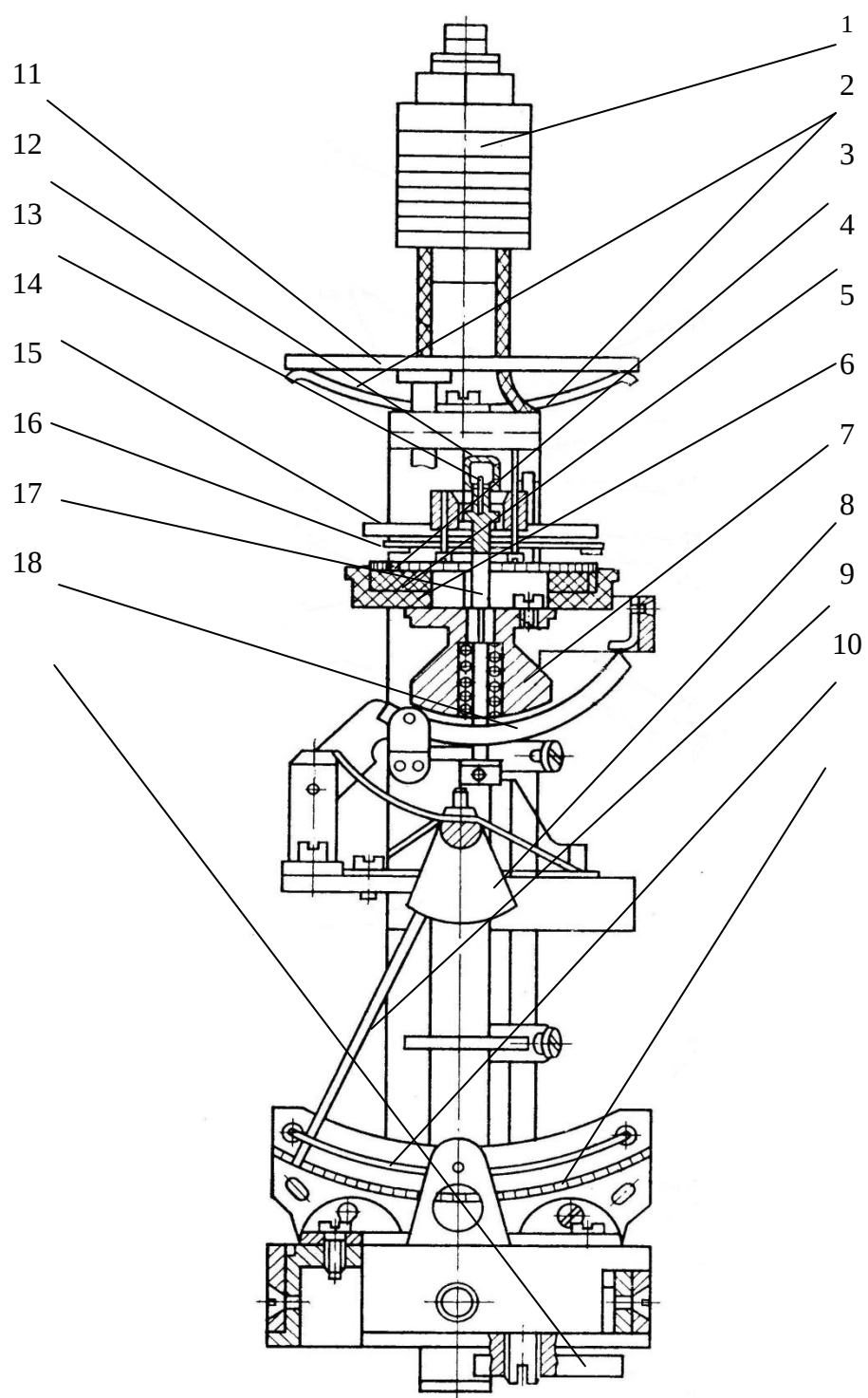


Рисунок 4 – Измерительная рамка инклинометра КИТ

Техническое обслуживание инклинометров проводится один раз в квартал, а градуировка – после профилактического и текущего ремонта в условиях ремонтных мастерских.

Как отмечалось выше, инклинометр состоит из двух частей – пульта управления и скважинного прибора.

Конструкция основного элемента скважинного прибора – измерительной рамки рассматривалась выше.

2. Изучить наземную панель скважинного прибора КИТ и полный цикл переключений позиций при работе со скважинным прибором.

Пульт управления, выполненный на унифицированном шасси, имеет лицевую и тыльную стороны (рис. 5). С лицевой стороны пульт управления представляет собой органы управления скважинным прибором. Лицевая сторона пульта управления скважинным прибором состоит из: индикатора позиций блока КОНТРОЛЯ, измерительного прибора блока ИЗМЕРЕНИЯ, нуль-индикатора блока КОМПЕНСАЦИИ, разъема для подключения «ОК» и «ЦЖК», переключателя «ПОЗИЦИЯ», кнопок «АЗИМУТ» и «УГОЛ», тумблера «ВКЛ» и индикаторной лампочки. Каждый из трех вышеперечисленных блоков имеет индивидуальный потенциометр (реостат) согласования шкал угла и азимута.



Рисунок 5 – Наземная панель инклинометра КИТ

С тыльной стороны пульта управления размещены: разъем для подключения источника питания, предохранитель и градуировочный реостат.

Настройка инклинометра начинается с установки скважинного прибора на подставке высотой 0, 5 – 1 метр, обеспечивающей его устойчивое положение.

Снимается защитный колпак с головки прибора, и с помощью проводов соединяются гнезда «ЦЖК» и «ОК» панели управления, через эквивалент кабеля, с гнездом разъема приборной головки скважинного прибора и кожухом прибора соответственно.

После подсоединения универсального источника питания УИП-К (или УИП-1) к разъему «270 В» на задней панели пульта управления следует установить органы управления пульта в следующих положениях:

- потенциометр КОМПЕНСАЦИЯ – в крайнее левое положение;
- потенциометр КОНТРОЛЬ – в среднее положение;
- тумблер питания – в положение «выключено».

Затем подключается УИП-К к сети переменного тока (220 В) и включается тумблер «Вкл». На пульте управления тумблер питания устанавливается в положение «ВКЛ».

При измерении и контроле азимута стрелка прибора не должна переходить вправо за центральную риску, а при измерении и контроле угла стрелка прибора не должна переходить влево от центральной риски.

Эти регулировки производятся потенциометрами «КОНТРОЛЬ» и «КОМПЕНСАЦИЯ».

Нажатием кнопки «ПОЗИЦИЯ» прибор устанавливается в одно из рабочих положений (контроль угла или азимута, или измерение их).

Затем при нажатии переключателя измерение «АЗИМУТ» или «УГОЛ» стрелка прибора «КОМПЕНСАЦИЯ» (нуль-индикатор) отклонится вправо или влево от нуля.

Следует добиться показания нуля на шкале измерительного прибора вращением ручки градуировочного реостата блока ИЗМЕРЕНИЯ, при этом переключатель измерения должен оставаться нажатым в положении «АЗИМУТ» или «УГОЛ». Отчеты снимаются по верхней шкале для азимута и по нижней шкале для угла, при соответствующих позициях переключателя прибора (таблицу 1).

Исследования в скважине производятся при подъеме прибора. Измерения угла и азимута производятся при фиксированном положении всех чувствительных элементов. Фиксация этих элементов, а также наложение одной из пар щеток на контактные кольца коллектора осуществляется переключающим механизмом, приводимым в действие электромагнитом.

При спуске скважинного прибора переключающий механизм, состоящий из сердечника, электромагнита, штока и переключателя, переводится в положение 1 или 4 (см. таблицу 1) нажатием кнопки «ПОЗИЦИЯ».

Для выполнения измерения в одной точке скважины необходимо произвести шесть переключений.

При остановке скважинного прибора на заданной глубине через 12 секунд, необходимых для успокоения чувствительных элементов, переключающий механизм следует установить в положение 2 или 5 и через 5 – 7 секунд в положение 3 или 6 (см. таблицу 1).

Полный цикл переключений пульта управления

Таблица 1

Операция	Показания прибора КОНТРОЛЬ	Положение буссоли, отвеса	Положение щеток
Успокоение чувствительных элементов	Крайнее левое положение стрелки	Свободное	Нейтральное
Контрольный замер азимута	Левая часть шкалы «Азимут»	Свободное	Подключен реохорд азимутов
Измерение азимута	Левая часть шкалы «Азимут»	Фиксированное	Подключен реохорд азимутов

Успокоение чувствительных элементов	Крайнее левое положение стрелки	Свободное	Нейтральное
Контрольный замер угла	Правая часть шкалы «Угол»	Свободное	Подключен реохорд углов
Измеритель угла	Правая часть шкалы «Угол»	Фиксированное	Подключен реохорд углов

В указанных положениях выполняются измерения азимута или угла. После окончания исследований следует переключить скважинный прибор в позицию 1 или 4, для полного извлечения прибора из скважины.

Модернизированный инклинометр КИТ-М разрабатывался как переходная модель от старого издания (инклинометра типа КИТ) к новому (инклинометр типа ИМТ-2М) для оценки эффективности впервые используемых оригинальных технических решений при максимально возможной преемственности элементов и узлов типовой конструкции.

Проектирование инклинометра КИТ-М не вышло за рамки создания макетных образцов, однако позволило в значительной мере добиться надежной функциональной совместимости старых и новых элементов и убедиться в том, что процесс смены конструкций можно провести с минимальными потерями для производства.

Учитывая, что инклинометр КИТ-М может в ряде случаев представлять интерес как самостоятельное модернизированное изделие, кратко остановимся на его описании в одном из достаточно хорошо опробированных вариантов, не вдаваясь в особые конструктивные и иные технические подробности.

В состав инклинометра КИТ-М вошли скважинный прибор и наземный пульт управления и измерения, использующие в качестве линии связи геофизический одножильный кабель.

3. Изучить последовательность выполнения операций при выполнении калибровки инклинометра.

Для осуществления калибровки инклинометра используют установку (рис. 6) с помощью которой возможна его «выставка» по зенитным углам. Для этого необходимо выполнить ряд операций в следующем порядке:

1) подготовить инклинометр к работе (присоединить скважинный прибор через ГК или эквивалент кабеля к гнездам ЖК и ОК пульта и заземлить его корпус; подключить пульт к сети 220 В и источнику питания - 270 В; убедиться в свечении индикатора сетевого напряжения и светодиода РАБОТА;

2) закрепить скважинный прибор инклинометра в зажиме установочной стола, например, типа УСИ-2;

3) задать скважинному прибору строго вертикальное положение;

4) перевести переключатель ПОЗИЦИЯ в положение РАЗАРРЕТИРОВАНО;

5) дождаться свечения светодиода РАБОТА, индицирующего (примерно через 19 с) прохождение всех позиций МПСК(SA2) и подключение к линии связи ЭП (YA1) и АМЭ (YA2, YA3) через нормально замкнутые контакты ПМД (SA1) в скважинном приборе;

6) перевести переключатель ПОЗИЦИЯ в положение ЗААРРЕТИРОВАНО и подождать (около 19 с) окончания цикла измерений (до начала свечения светодиода РАБОТА);

7) нажать кнопку УГОЛ в секторе КОММУТАЦИЯ, совместить с помощью ручки ИЗМЕРЕНИЕ отметку "0°" шкалы зенитных углов с неподвижным указателем, а затем подстроечным резистором "0°" (УГОЛ) в секторе ГРАДУИРОВКА вывести стрелку нуль-индикатора КОМПЕНСАЦИЯ на нулевое показание;

8) задать скважинному прибору зенитный угол 45°;

9) повторить действия согласно операций 4 - 6, совместить отметку “45°” шкалы азимутов с неподвижным указателем, а затем подстроечным резистором “45°” (УГОЛ) вывести стрелку нуль-индикатора КОМПЕНСАЦИЯ на нулевое показание.



Рисунок 6 – Инклинометр на калибровочной установке

Азимутальная выставки инклинометра выполняется аналогично выставке по зенитным углам. Отличие состоит лишь в том, что все операции осуществляются при нажатой кнопке АЗИМУТ на азимутах 5° и 355° скважинного прибора (по горизонтальному лимбу установочного стола) при зенитном угле, соответствующем среднему значению его диапазона измерений (около $20 - 25^\circ$).

Из представленного таким образом алгоритма выставки модернизированного инклинометра можно видеть, что он не содержит операции введения поправок и не требует в дальнейшем проведения каких-либо вычислений.

Благодаря реализации этого алгоритма удалось не только обеспечить максимальную преемственность конструктивно-технологических решений, но и создать наименее трудоемкий в производстве, простой в обращении и дешевый инклинометр нового поколения, способный при необходимости безболезненно прийти на смену морально устаревшему инклинометру КИТ (КИТ-А).

Порядок работы инклинометра КИТ-М в основном вытекает из алгоритма его выставки, за исключением манипуляций с подстроечными резисторами, и состоит из следующих главных операций: остановка скважинного прибора в исследуемой точке ствола скважины; разарретирование и успокоение чувствительных элементов ДУ и ДА измерительной системы при одновременном контроле тока утечки в условных единицах по показанию миллиамперметра (в случае свечения светодиода УТЕЧКА); арретирование измерительной системы (после начала свечения светодиода РАБОТА); выбор шкалы считываемого параметра кнопкой УГОЛ или АЗИМУТ (после начала свечения светодиода РАБОТА); считывание показаний шкал при установке стрелки нуль-индикатора КОМПЕНСАЦИЯ на нулевую отметку.

Изложенные операции и порядок работы инклинометра КИТ-М наглядно иллюстрируют преимущество рассмотренной выше структуры модернизации инклинометра КИТ (КИТ-А) как имеющей более высокие потенциальные возможности по повышению производительности исследования стволов скважин.

Здесь следует отметить, что организация структуры пульта управления и измерения инклинометра КИТ-М по сравнению со структурой его

скважинной части может отличаться большим разнообразием. Достаточно будет, исходя из направленности возможных путей совершенствования, выявить лишь узловые элементы, а выбор конкретной структуры осуществлять в соответствии с новыми техническими требованиями, предъявляемыми к модернизируемому инклинометру.

Вопросы:

1. Для чего выполняют измерения инклинометром?
2. Основные причины, вызывающие искривления вертикальной скважины?
3. Рассказать принцип действия измерительной рамки инклинометра КИТ.
4. Описать наземную панель скважинного прибора.
5. Описать полный цикл переключений на наземной панели скважинного прибора.
6. Описать последовательность выполнения операций при выполнении калибровки инклинометра.

Практическая работа № 5

Изображение результатов измерений инклинометром

1. Цель работы.

Целью работы является изучение процедуры обработки данных инклинометрии.

2. Формируемые компетенции.

ПК-6 Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Знания, умения и владения, приобретаемые обучающимся в результате освоения темы, в рамках формируемых компетенций связаны с изучением методики построения траектории ствола скважины по результатам измерения инклинометром.

3. Актуальность темы.

Владение объективной информацией о траектории скважины актуальная проблема, решение которой позволяет точно выполнять геолого-геофизические построения.

4. Теоретическая часть.

Процесс получения данных о пространственном положении ствола скважины включает два этапа: получение первичной инклинометрической информации с помощью различных технических средств и обработку этой информации, причем роль обработки достаточно высока. Основная задача обработки – определение положения ствола скважины, причем соответствующим выбором метода расчета можно повысить точность результата при том же числе точек измерений. Существует ряд математических методов построения траектории ствола скважины по данным

инклинометрических измерений. Однако задачи обработки значительно шире.

Для кустового наклонно направленного бурения задачи обработки инклинометрической информации сводятся к следующему:

- 1) ввод и первичная обработка измерительной информации;
- 2) контроль достоверности применяемой информации;
- 3) упорядочение и слияние массивов измерений, полученных при многократных замерах;
- 4) накопление информации по скважине и по кусту скважин;
- 5) построение траектории ствола скважины в пространственных координатах (x, y, z) с оценкой доверительной области расположения забоя и вероятности попадания в круг допуска;
- 6) оценка вероятностно-статистических характеристик инклинометрических измерений в скважине;
- 7) сравнение фактической траектории ствола скважины с проектной и выявление опасных отклонений от проекта;
- 8) прогноз траектории ствола скважины по результатам измерений;
- 9) определение опасности встречи ствола бурящихся скважин с уже пробуренными скважинами.

Одни из перечисленных задач решаются непосредственно на буровой, другие – при последующей обработке в вычислительных центрах. Решение задач на буровой зависит от применяемых технических средств, наличия на буровой ЭВМ и связи буровой с вычислительным центром и т. д. В простейшем случае решается основная задача построения траектории ствола скважины по упрощенным алгоритмам, позволяющим проводить вычисления вручную или с использованием калькуляторов, делается приближенный прогноз.

Задачи оперативного контроля тесно связаны с задачами проектирования оптимального профиля, а также с задачами оперативного

управления процессом проводки наклонно направленной скважины. По существу контроль и управление можно рассматривать как две подсистемы единой системы контроля и управления процессом проводки, причем при решении задач управления используются те же методы и модели, которые являются основными в методике проектирования скважины, в частности модели пространственного искривления скважины.

По каждой скважине составляются сводные результаты измерений кривизны путем объединения и увязки в единую систему сверху вниз всех проведенных в скважине измерений.

В сводной таблице (табл. 1) фиксируются для каждого замера зенитный угол и азимут, глубина и длина по бурильной колонне, приращение координат и координаты. Кроме того, определяются координаты характерных точек и сопоставляются фактические данные с проектными. Для каждой характерной точки даются: индекс пласта, глубина кровли, координаты, проектный и фактический азимуты, проектное и фактическое смещение, дирекционный угол, отход от центра круга допуска. Вопросы оперативного управления искривлением скважины, выбора компоновки низа бурильной колонны, ориентирования отклонителя отражены в инструкции по бурению наклонных скважин.

Основная задача – выдача координат горизонтальной проекции ствола скважины (рис. 1, 2), определение ее вертикальной глубины и удлинения, расчет смещения, проверка условий попадания в круг с допустимым радиусом отклонения от проектной точки. Если направление скважины не совпадает с проектным, ЭВМ выдает команду на исправление кривизны и рассчитывает необходимый азимут ствола скважины, угол установки отклонителя относительно кривизны и интервал бурения с применением отклонителя.

Сводная таблица измерений

Таблица 1

№	Глубина	Угол	Азимут	Дир Угол	Смещ.	Удлин.	Абс. Глубина	С-Ю	З-В	Простр. Инт. град/10 м
263	2630	23.20	245.5	262.21	1241.22	345.05	-2206.48	-168.32	-1229.75	0.66
264	2640	22.64	246.9	262.19	1245.10	345.84	-2215.69	-169.20	-1233.55	0.77
265	2650	22.07	247.4	262.18	1248.89	346.59	-2224.94	-169.99	-1237.27	0.61
266	2660	21.50	248.4	262.17	1252.59	347.31	-2234.22	-170.72	-1240.90	0.68
267	2670	21.20	248.7	262.16	1256.23	347.99	-2243.54	-171.39	-1244.48	0.32
268	2680	20.79	249.2	262.15	1259.81	348.66	-2252.87	-172.02	-1248.01	0.45
269	2690	20.47	249.9	262.15	1263.33	349.30	-2262.23	-172.61	-1251.48	0.39
270	2700	20.05	250.9	262.14	1266.79	349.92	-2271.61	-173.14	-1254.90	0.56
271	2710	19.83	252.0	262.14	1270.20	350.52	-2281.01	-173.60	-1258.28	0.43
272	2720	19.87	252.9	262.15	1273.60	351.11	-2290.42	-174.00	-1261.66	0.29
273	2730	19.97	254.1	262.15	1277.00	351.71	-2299.82	-174.34	-1265.05	0.44
274	2740	19.82	255.2	262.16	1280.40	352.31	-2309.22	-174.61	-1268.44	0.39
275	2750	19.50	256.4	262.17	1283.75	352.89	-2318.64	-174.81	-1271.80	0.51
276	2760	19.56	257.3	262.19	1287.08	353.46	-2328.07	-174.95	-1275.14	0.33
277	2770	19.64	258.8	262.21	1290.41	354.04	-2337.49	-175.02	-1278.49	0.48
278	2780	19.42	259.0	262.22	1293.73	354.62	-2346.91	-175.04	-1281.83	0.23
279	2790	18.83	258.6	262.24	1296.98	355.17	-2356.36	-175.06	-1285.11	0.60
280	2800	18.47	259.5	262.26	1300.15	355.70	-2365.83	-175.07	-1288.31	0.45
281	2810	18.32	261.1	262.28	1303.27	356.21	-2375.32	-175.01	-1291.46	0.52
282	2820	17.83	261.1	262.31	1306.33	356.70	-2384.83	-174.90	-1294.56	0.49
283	2830	17.83	261.1	262.33	1309.34	357.18	-2394.35	-174.80	-1297.62	0.00

Очень важным является тот факт, что с учетом данных инклинометрии можно от понятия измеренной глубины (MD) по стволу скважины перейти к правильным вертикальным глубинам (TVD), абсолютным отметкам (TVDSS) и истинным толщинам пластов (TVT) – рис. 1.

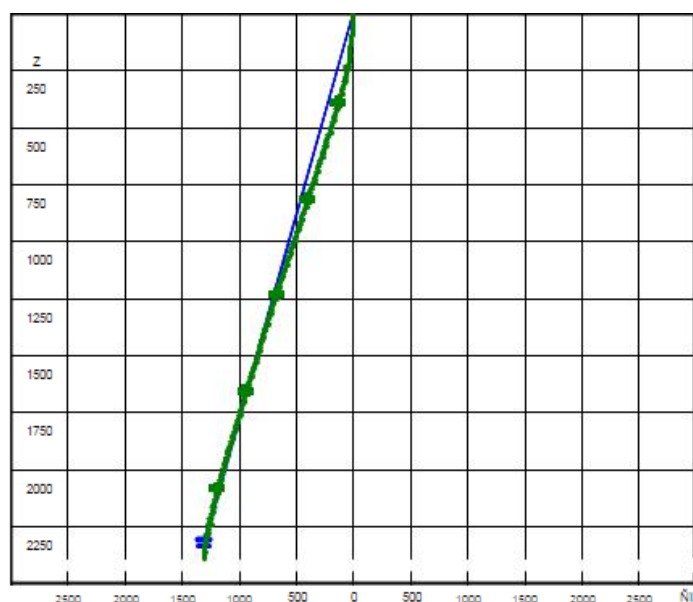


Рисунок 1 – Вертикальная ориентировка ствола скважины (проекция на вертикальную плоскость)



Рисунок 2 – Соотношение измеренной, вертикальной и истинной толщины пласта в случае наклонной скважины

Знание этих параметров позволяет правильно определить положение интервала исследуемого пласта.

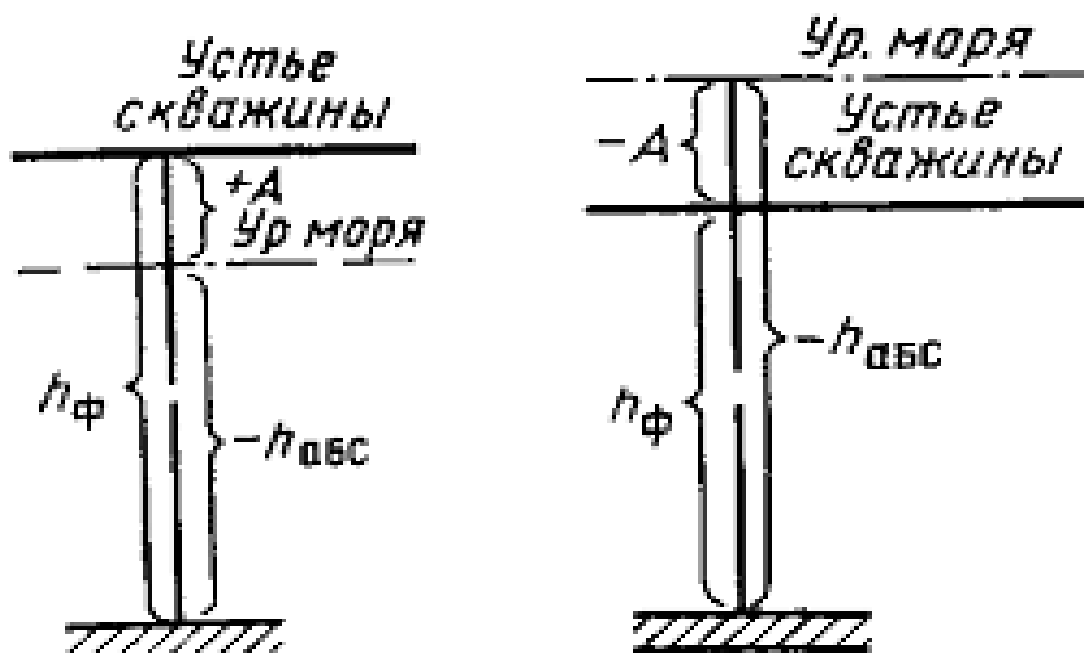
Информацию о фактическом положении ствола скважины необходимо иметь прежде всего технологам, с тем чтобы предотвратить значительные отклонения ствола от вертикали или заданного направления. Необходимо выявлять участки с резкими искривлениями, в которых может образоваться система желобов, приводящих к осложнениям при бурении, проведении геофизических исследований, при спуско-подъемах бурового инструмента, спусках обсадных колонн, фильтров.

Знать углы искривления необходимо, чтобы правильно определить, в какой точке пространства скважина пересекает полезное ископаемое, на какой истинной глубине, чтобы по видимой мощности рассчитать истинную, т.е. чтобы не допустить ошибок при подсчете запасов.

Кроме того, данные об искривлениях необходимо учитывать при геологических построениях, при определении месторасположения забоя, абсолютных отметок вскрываемых пластов и их нормальной мощности.

Для расчета абсолютной глубины необходимо знать альтитуду и отклонение (рис. 3).

Альтитуда – абсолютная высота в метрах какой-либо точки земной поверхности, устья скважины, поверхности роторного стола до уровня моря. Абсолютная глубина положительна выше уровня моря и отрицательна для глубин ниже его.



h_{ϕ} – относительная (фактическая) глубина скважины до кровли пласта;
 A – альтитуда; $h_{абс}$ – абсолютная высота

Рисунок 3 – Альтитуда и абсолютная высота при положении устья скважины выше и ниже уровня моря

Отклонение – поправка, определяемая с помощью инклинограммы и вычитаемая из значений фактической глубины в искривленной

скважине для определения его вертикальной глубины при подготовке данных для структурных построений (рис. 4).

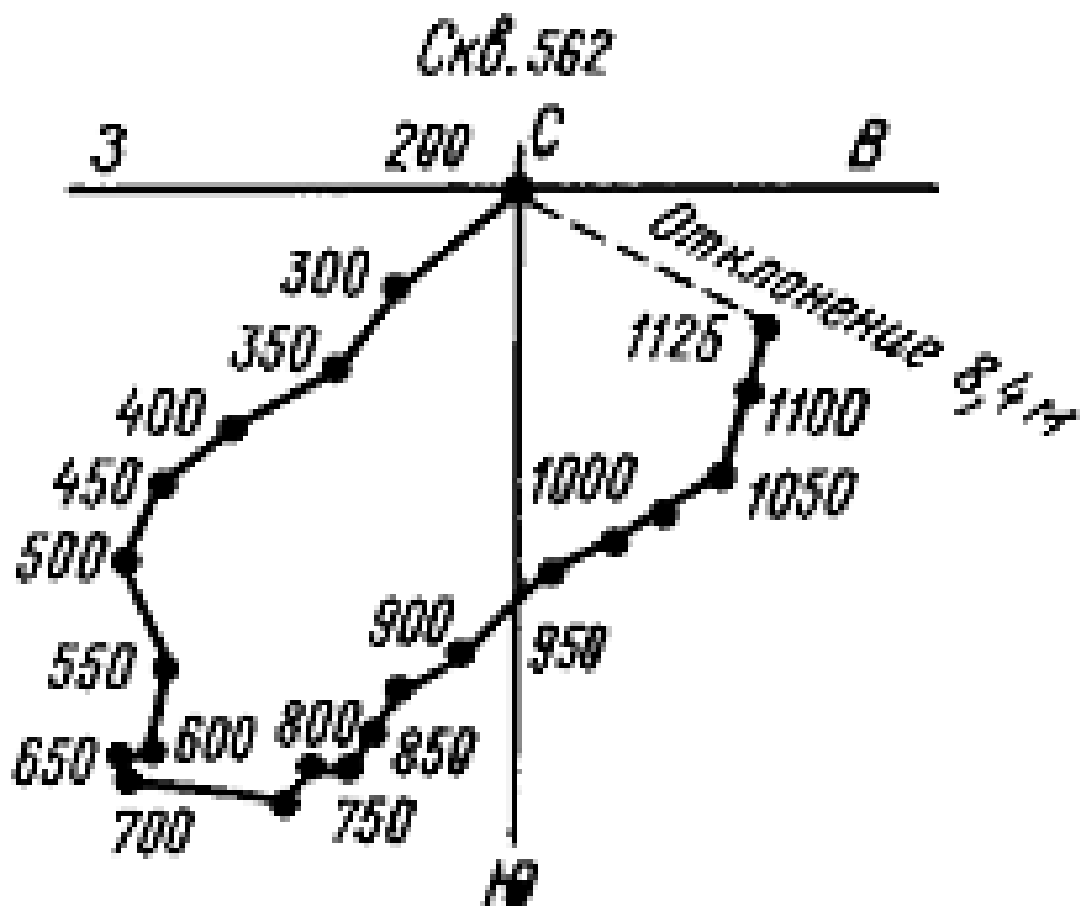


Рисунок 4 – План скважины (по И.О. Броду, Е.Ф. Фролову)

Определение абсолютной глубины проводится по формуле:

$$h_{\text{абс}} = h_{\text{ф}} - (\text{Альтитуда} + \text{Отклонение})$$

5. Вопросы и задания.

Вопросы:

1. Процесс получения данных о пространственном положении ствола скважины
2. Задачи обработки инклинометрической информации для кустового наклонно направленного бурения

3. Процедура выдачи координат горизонтальной проекции ствола скважины

4. Для чего необходимо знать углы искривления

5. Как выполняется расчет абсолютной глубины

Задания по работе №1.

По данным инклинограммы выполнить расчет абсолютной глубины.

Данные взять из таблицы 1.

Практическая работа № 6

Автономные электронные инклинометры

1. Цель работы.

Целью работы является изучение.

2. Формируемые компетенции.

ПК-6 Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Знания, умения и владения, приобретаемые обучающимся в результате освоения темы, в рамках формируемых компетенций связаны с изучением модификаций скважинных инклинометров.

3. Актуальность темы.

Данные траектории скважины в масштабе реального времени актуальная проблема, решение которой позволяет не точно выполнять геолого-геофизические построения, но и значительно повысить рентабельность скважины за счет экономии времени на бурение скважны.

4. Теоретическая часть.

Наряду с перечисленными выше техническими средствами эффективный способ контроля параметров траектории, который как с технической стороны, так и с экономической точки зрения на определенных интервалах бурения обладает существенным преимуществом перед кабельными геофизическими инклинометрами.

Практическая реализация этого способа основана на оперативном измерении, при остановке бурения, параметров траектории с помощью инклинометров с автономной регистрацией измеряемых данных,

эксплуатация которых осуществляется персоналом буровой бригады (технологом) без вызова геофизической инклинометрической партии.

В отечественной промышленности первые работы в области разработки инклинометров с автономной регистрацией измеряемых данных были начаты в середине 50-х годов прошлого века. Но данное направление не получило надлежащего развития и осуществлялось только на уровне научно-исследовательских работ с последующим выпуском экспериментальных образцов.

В то же время за рубежом, в развитых странах, где экономика базируется на рыночных отношениях, решению этой проблемы уделялось и уделяется самое серьезное внимание.

Результаты эксплуатации автономных инклинометров зарубежными буровыми подрядчиками показали, что их применение при бурении наклонных скважин с обычным трех – четырех - интервальным профилем позволяет значительно снизить материальные затраты, связанные с проведением инклинометрических работ без снижения качества проводки скважин.

По способу регистрации измеряемых данных разработанные к настоящему времени автономные инклинометры подразделяются на три типа:

- электронные;
- фотографические (фотоинклинометры);
- механические.

В электронных инклинометрах регистрация измеряемых параметров осуществляется в блоке памяти с последующим визуальным считыванием зарегистрированных данных на жидко - кристаллическом дисплее либо вводом этих данных на жидко – кристаллическом дисплее либо вводом этих данных в компьютер после извлечения прибора из скважины.

В фотоинклинометрах регистрация измеряемых параметров осуществляется на фотопленку, которую проявляют после извлечения прибора на поверхность с последующим считыванием зарегистрированной информации.

В механических инклинометрах регистрация измеряемых параметров осуществляется двумя способами:

- перфорацией бумажных диаграммных дисков с последующей расшифровкой измеренных данных с помощью специальной считывающей лупы;

- фиксацией чувствительных элементов измерительных датчиков после измерения с последующим визуальным считыванием показаний по шкалам, нанесенным на чувствительные элементы.

Автономные электронные инклинометры. Электронный инклинометр «Наклон -2».

Автономный многоточечный электронный инклинометр сбросового типа «НАКЛОН-2», разработанный в МНПО «Нефтегазавтоматика» (Россия) предназначен для автоматизированного замера, запоминание и представления данных о зенитном угле и азимуте в отдельных точках ствола скважины.

Инклинометр состоит из скважинного прибора, содержащего блок датчиков, блоки питания, демпферное устройство, и наземного комплекса для оперативной обработки зарегистрированных данных. Демпферное устройство, состоящее из буфера с центратором, удлинителя и соловой пружины, предназначено для уменьшения силы удара при сбросе инклинометра в колонну бурильных труб и обеспечения необходимого расстояния между датчиком азимута и магнитной массой составных частей бурильной колонны (турбобур, стальные замковые соединения). Скважинный прибор и демпферное устройство снабжены резиновыми центраторами,

посредством которых осуществляется соосное размещение инклинометра в бурильной колонне.

Принцип действия автономного инклинометра «НАКЛОН-2» состоит в следующем.

Перед подъемом бурильной колонны для смены долота в нее сбрасывается инклинометр, который после завершения спуска размещается в диамагнитной трубе, расположенной в нижней части бурильной колонны. Измерение и регистрация зенитного угла и азимута скважины производятся при каждой остановке бурильной колонны в процессе ее подъема, то есть при прекращении колебаний колонны, а соответственно и скважинного прибора данный режим работы называется «Вибрация», при этом замер осуществляется при прекращении колебаний скважинного прибора с ускорением 2 м/с^2 на время не менее 12 сек. Эксплуатация инклинометра «НАКЛОН-2» предусмотрена и во втором режиме – «Время», при котором замер осуществляется через равные интервалы времени в 32 сек. Или 1 мин 4 сек. допускаемы отклонением в пределах $\pm 2 \text{ сек}$.

Инклинометр (НАКЛОН-2) является автономным прибором и во время работы в скважине не имеет связи с поверхностью. Регистрация измеряемой информации осуществляется полупроводниковым запоминающим устройством в цифровом коде. После окончания подъема бурильной колонны и извлечения инклинометра блок памяти совместно с блоком питания отсоединяется от скважинного прибора и подключается к наземному прибору. Посредством наземного прибора осуществляется оперативное считывание зарегистрированных данных, их первичная обработка с визуальным отображением параметров на цифровом табло и распечаткой на цифropечатающем устройстве. Полученные данные позволяют проконтролировать соответствие фактической траектории скважины проектной и выявить возникшие отклонения, что создает возможность для

принятия своевременных мер для обеспечения попадания забоя скважины в круг допуска.

Общий вид скважинного прибора инклинометра «НАКЛОН-2» приведен на рис. 1.

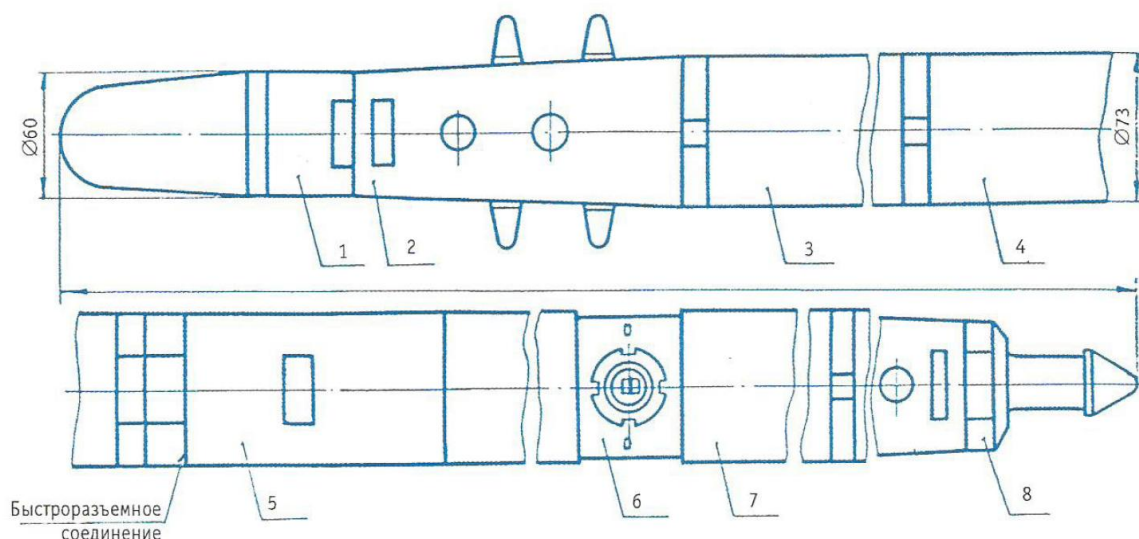


Рисунок 1 – Общий вид скважинного прибора инклинометра «НАКЛОН-2»

Скважинный прибор состоит из буфера 1, расположенного в его нижней части, центратора 2, блока датчиков 3, блока преобразования измеряемых параметров 4, блока регистрации, блока питания 7 и наконечника для извлечения инклинометра из бурильной трубы на поверхность 8. Скважинный прибор также снабжен выключателем питания 6, поворотом которого, с помощью специального ключа, осуществляется подключение автономного источника питания перед сбросом инклинометра в бурильную колонну.

Конструкция блока датчиков инклинометра приведена на рисунке 2.

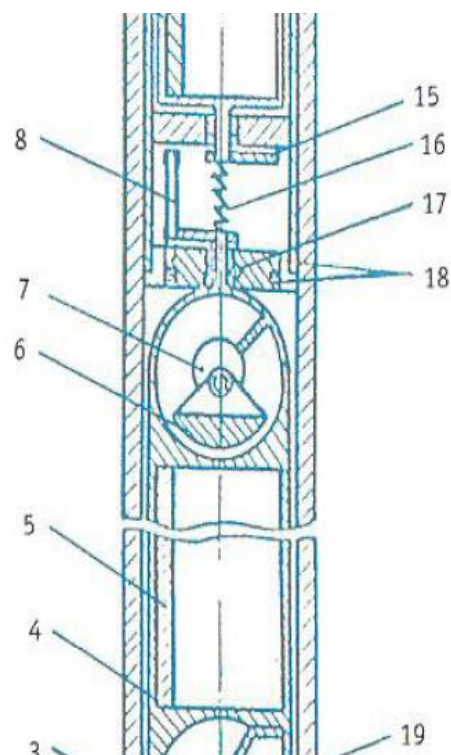


Рисунок 2 – Конструкция блока датчиков инклинометра «НАКЛОН-1»

Блок датчиков имеет кожух 1, внутренняя полость которого заполнена веретенным маслом типа АУ. Внутри кожуха при помощи подшибников 2 и 17 закреплена поплавковая рамка 4 с эксцентричным грузом 5, на которой установлены преобразователи зенитного угла и азимута скважины. Преобразователь зенитного угла представляет собой маятник 6, закрепленный на валу бесконтактного синус - косинусного трансформатора 7 типа БСКТ. Преобразователь азимута выполнен на двух взаимно перпендикулярных феррозондах 3 и 19, горизонтируемых при помощи маятника 20. Под действием эксцентричного груза 5 поплавок рамка 4 устанавливает плоскость качания маятников 6 и 20 в апсидальную плоскость. При этом сигнал с БСКТ и феррозондов будут пропорциональны зенитному углу и азимуту скважины. Преобразователи зенитного угла и азимута через маломоментный токосъемник соединены с блоком преобразования, который

представляет собой также поплавковую камеру 9 с эксцентричным грузом 10, на оси которой закреплен контактный токосъем 11.

Преобразователи зенитного угла и азимута с помощью проводов, проходящих внутри герметичных поплавковых рамок 4 и 9 и маломоментного спирального токопровода 16, соединяющего эти рамки, соединены с контактным токосъемом 11. Для предотвращения перекручивания спирального токопровода используется ограничительное устройство, состоящее из упора 8 и ограничителя 15. Ограничители позволяют закручиваться спиральному токопроводу на угол не более $\pm 90^\circ$.

При данной конструкции блока токосъема точность установки эксцентричной рамки 4 с закреплёнными в ней преобразователями зенитного угла и азимута в апсидальной плоскости значительно возрастает, особенно при малых зенитных углах скважины, и определяется только моментом трения подшипников 2 и 17 и упругим моментом спирального токопровода 16, который во много раз меньше момента трения контактного токосъема 11. Кроме того, момент трения подшипников 2 и 17 уменьшается за счет разгрузки их выталкивающей силой жидкости, действующей на поплавковую рамку 4.

Для повышения надежности работы инклинометра в скважинных условиях узлы блока датчиков закреплены в кожухе 1 при помощи амортизирующих пружин 12 и 14 и резиновых колец 18 и 21. Для обеспечения свободы перемещения узлов блока датчиков, необходимых при осевой амортизации, внутри кожуха 1 установлены два резиновых сильфона 13 и 22, заполненных воздухом. При осевом ударе узлы блока датчиков перемещаются внутри кожуха, создавая, с одной стороны, повышенное давление, а с другой – пониженное. При этом один из сильфонов уменьшает свой объем за счет сжатого воздуха, а другой увеличивает, обеспечивая перемещение узлов блока без перетока жидкости через зазоры между

кожухом и поплавковыми рамками 4 и 9. Кроме того, с помощью сильфонов обеспечивается компенсация теплового расширения веретенного масла.

5. Вопросы и задания.

Вопросы:

1. Назначение автономных инклинометров
2. Типы автономных инклинометров
3. Электронные инклинометры
4. Фотоинклинометр
5. Механические инклинометры
6. Автономный многоточечный электронный инклинометр сбросового типа «НАКЛОН-2»
7. Конструкция блока датчиков инклинометра «НАКЛОН-1»

Задания по работе №1.

Практическая работа № 7

Наклономер

1. Цель работы.

Целью работы является изучение.

2. Формируемые компетенции.

ПК-6 Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Знания, умения и владения, приобретаемые обучающимся в результате освоения темы, в рамках формируемых компетенций связаны с изучением метода определяющий углы падения пластов.

3. Актуальность темы.

Владение информацией об углах падения пластов в скважине актуальная проблема, решение которой позволяет максимально полно обеспечить рациональную систему разработки нефтегазового месторождения.

4. Теоретическая часть.

При поисках и разведке структурных ловушек нефти и газа требуется определять пространственно-геометрическое положение перспективных горизонтов в осадочной толще нефтеносных отложений. Важную дополнительную и уточняющую информацию для этой цели можно получить широко применяемым за рубежом методом пластовой наклонометрии, который определяет наклон и азимут падения пластов по отдельным разведочным скважинам.

Пластовая наклонотрия может быть реализована в двух модификациях: на основе измерения направления геофизических полей, например электромагнитных (определенными возможностями располагает метод индукционной наклонотрии); на основе реализации метода координат.

Пластовая наклонотрия по методу координат основана на определении ориентации тонкого прослая по координатам трех или большего числа точек, соответствующих сечению прослая скважиной, и реализуется путем измерений прижимными датчиками, перемещающимися по нескольким различным образующим стенки скважины в плоскости, перпендикулярной оси скважины. В качестве датчиков используют микрозонды или боковые микрозонды, как наиболее эффективные по простоте, надежности, разрешающей способности, диапазону измеряемых характеристик и скорости измерения.

При малых углах наклона пластов для эффективного применения наклонотрии требуется высокая точность последней. Более перспективной для достижения такой точности является индукционная наклонотрия.

Целью проектной работы является изучение устройства и принципа действия скважинного наклонотра.

Конструкция и принцип действия скважинного наклонотра.

Неясность геологической модели и неточность структурных построений месторождений углеводородов приводит к ошибкам в определении перспектив и дополнительным, неоправданным расходам при их разработке. Инструментальная съемка "подземного рельефа" в скважинах, выполненная с помощью пластового наклонотра НИД-2, существенно повышает эффективность геологоразведочных работ. Малогабаритный (диаметр 78 мм) 6-ти рычажный наклонотра НИД-2 (рис. 1) предназначен для определения элементов залегания пластов, кривизны и формы ствола нефтяных и газовых скважин глубиной до 7000м с температурой

промывочной жидкости до 180 °С и гидростатическим давлением до 140 МПа, в агрессивных буровых растворах, содержащих сероводород. Удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости от 0.05 Ом·м до ∞ Ом·м при 18 °С.



Рисунок 1 – Аппаратура пластового накломера НИД-2

Состав прибора НИД-2.

Наклономер НИД-2 для определения элементов залегания поверхностей геологических тел реализует метод координат. Вдоль шести образующих стенки скважины записываются данные измерения тока центральных электродов $A_{01}-A_{06}$, расположенных в области действия фокусирующего электрода A_9 , находящегося на оси скважины, а также данные от датчиков ориентации накломера. Конструкция электрического зонда безбашмачная. Зонд имеет электрически изолированную часть корпуса (изолятор + диэлектрический переходник ДП-1).

Экранный электрод соединен с источником импульсного переменного тока и через шунты малого сопротивления с измерительными электродами, прижатыми к стенке скважины упругой, выгнутой к оси скважинного блока рессорой. Рессора жестко закреплена концом - основанием через изолятор на экранном электроде, а другим концом (также через изолятор) соединена с наконечником из твердого сплава, который контактирует механически и электрически со стенкой скважины. Радиус скважины измеряется непосредственно каждой рессорой как расстояние от оси прибора до края наконечника из твердого сплава по механическому напряжению в сечении рессоры. Элементы залегания определяются дискретно для каждой покрывающей или подстилающей поверхности геологического тела (пласта, слойка, трещины и т.д.) по изменению их электрического сопротивления и степени механического разрушения.

Наклономер НИД-2 сохраняет свои характеристики после пребывания в предельных условиях при одновременном воздействии предельных гидростатического давления 150МПа и температуры 200 ° С.

Средняя скорость измерения в скважине до 1000 м/ч.

Наклономер НИД-2 включает в себя источник тока, наземный и скважинный блоки, соединенные бронированным каротажным кабелем.

Корпус скважинного прибора состоит из верхней и нижней металлических частей, соединенных жестко между собой герметичным изолятором - диэлектрическим переходником ДП1. В двух отсеках ЭБ верхней части корпуса расположены передающая часть телеизмерительной системы (ТИС), импульсный генератор питания зонда, а также датчики ориентации накломера, входящие в инклинометрический ЭБ-1 и акселерометрический ЭБ-2 модули. Верхняя часть корпуса соединена с броней кабеля, и вместе они представляют собой токовый электрод "В" зонда. В пустом отсеке нижней части корпуса, заполненном непроводящей жидкостью, помещен силовой механизм электрогидропривода модуля

управляемого прижимного устройства УПУ. Измерительные рычаги радиуса скважины выполнены в виде упругой проводящей электрический ток рессоры. Рессора основанием жестко закреплена в герметичной части корпуса УПУ с помощью электрического изолятора. Вблизи основания рессоры на незакрепленной части установлен тензорезистор, являющийся вместе с рессорой датчиком радиуса.

Модуль инклинометра.

Модуль инклинометра предназначен для преобразования, обработки и передачи сигналов датчиков азимута и зенитного угла, датчиков радиуса, датчиков микросопротивления пород, термодатчиков. Модуль включает в себя блоки: питания, ориентации, телеизмерительной системы.

Питание скважинного прибора осуществляется от наземного блока Б-31 переменным током частотой 200 Гц, из которого вырабатываются двуполярные постоянные напряжения 15 В, 10 В и 5 В и импульсные 5 и 10 кГц.

Электрическая схема блока ориентации включает в себя узлы ориентации, обработки и усиления электрических сигналов, поступающих от датчиков ориентации, а также преобразования последних для передачи в блок ТИС. Узел ориентации включает в себя трехосевой датчик направления магнитного поля Земли (датчик азимута) и двухосевой угловой датчик зенитного угла.

Датчик азимута состоит из трех жестко закрепленных феррозондов, расположенных в ортогональных плоскостях.

Датчик азимута закрепляется в блоке датчиков так, что магнитная ось Z расположена вдоль оси прибора, а магнитные оси феррозондов X и Y в плоскости, перпендикулярной к ней. Дифференциальный феррозонд выполнен на одном ферромагнитном сердечнике. Датчик азимута не содержит подвижных частей, обладает высокой виброустойчивостью. Очень важным преимуществом его является стабильное положение феррозондов

относительно ферромагнитных масс скважинного прибора. Феррозонд обладает высокой чувствительностью, хорошей температурной стабильностью, имеет малые габаритные размеры и вес. Сигнал феррозонда x_Z используется для расчленения горных пород по магнитным свойствам (содержанию магнитных минералов). С этой целью в показания феррозондов x_X , x_Y , x_Z вводится поправка от опорного феррозонда, экранированного от магнитного поля Земли.

В качестве датчика зенитного угла используется жидкостной датчик ДН-3, представляющий собой металлический сосуд, в полость которого залит электролит и введены электроды. Для температурной коррекции работы датчика ДН-3 используется параллельное включение одной из пар его электродов. Взаимно-перпендикулярные пары электродов включены дифференциально. Датчик ДН-3 обладает высокой разрешающей способностью (1-2 угловых минут) и термостойкостью. Он не имеет подвижных механических частей.

Блок ТИС модуля обеспечивает подачу информационных сигналов по кабелю от скважинного прибора к наземной аппаратуре. Синхронизирующее устройство ТИС позволяет синхронизировать работу всех коммутационных устройств в приборе и вести измерение по заданной циклограмме.

В модуле инклинометра расположена также плата измерения радиусов и электрических импедансов горных пород, после предварительной обработки в которой усиленные сигналы направляются в блок ориентации, имеющий универсальный измерительный канал для всех типов датчиков (кроме датчика акселерометра).

Передача информации от датчиков осуществляется по командам схемы синхронизации. Информационные сигналы детектируются, усиливаются, амплитудно плюс частотно модулируются и подаются на поверхность, где происходит их обратное преобразование в цифровые сигналы 32-канальной ТИС.

Механический наклономер.

Повышение чувствительности датчика радиуса накломера до долей миллиметра, конструктивные особенности рычага в виде полурессоры с тензорезистором и динамическое масштабирование с помощью персонального компьютера позволили определять элементы залегания пластов по их механическим свойствам - разрушаемости (изменению профиля стенок скважины) под воздействием долота и промывочной жидкости, а также решить ряд других вопросов прикладного характера.

1. Совместное представление наклонограмм по электрической проводимости (рис. 2) и механической разрушаемости (рис. 3) выявляет удивительное сходство коррелируемых кривых и видеоизображений в песчано-глинистом разрезе. Очевидно, что форма корреляционных кривых в обоих случаях обусловлена изменением литологии горных пород, поскольку влияние пленки промывочной жидкости между стенкой скважины и электродом сведено к минимуму. Угол наклона геологических поверхностей в приведенных примерах лежит в пределах от 0 до 20° .

2. Появилась практическая возможность оценить ошибки в определении расчетных величин элементов залегания поверхностей геологических тел от несовпадения “электрического” радиуса исследования и измеренного радиусом “механического”. Электрический радиус зонда равен или больше механического, поэтому следует ожидать, при прочих равных условиях, что электрический наклономер несколько завышает среднестатистический угол наклона. Это подтверждается гистограммами 119 м интервала (рис. 4). Среднестатистический угол наклона 2,8° (структурный максимум) по данным электрического накломера на 0,5° больше, чем механического накломера (2,3°). Возможно, что это расхождение получено за счет большей (в 1,7) раза выборки данных электрического накломера (522 (66) - механический и 895 (90) - электрический). При этом разница в азимуте структурного наклона составила

8,4° (344,4° и 336,0°). Таким образом, можно констатировать, что в приведенном примере структурный наклон величиной 2,55° определен с погрешностью $\pm 0,25^\circ$ по углу наклона и $\pm 4,2^\circ$ по азимуту.

Насколько совпадают корреляционные кривые обоих методов и элементы залегания по каждой из геологических поверхностей видно по расхождению корреляционных кривых, показанных разным цветом (красным и синим), т.е. в первом случае (рис. 2) в область обработки помещены коррелируемые кривые бокового микрозонда, красным цветом изображены корреляционные кривые по данным этого зонда, а синим - корреляционные кривые по данным радиусомера. Синим кривым соответствуют “головастики” желтого цвета. Во втором случае (рис. 3) в область обработки помещены коррелируемые кривые радиусомера, а аналогичная информация по электрическому зонду изображена синими корреляционными кривыми и желтыми “головастиками“. Такое представление позволяет легко увидеть, что в большинстве случаев наблюдается почти полное совпадение результатов определения падения. Расхождение корреляционных кривых дает несовпадение величин элементов залегания как в сторону уменьшения угла наклона по радиусомеру, что обусловлено несоответствием радиусов исследования, так и наоборот (см. интервал глубин 1848.25-1848.50 м), последнее может быть следствием пластических деформаций отдельных поверхностей геологических тел при их разбуривании.

Приведенное позволяет утверждать, что боковой микрозонд НИД-2 дает достаточно надежный результат в отношении не только разрешающей способности геологических тел (слойков, трещин), но и в отношении точности определения их падения. Такую оценку достаточности электрического зонда по данным наклономеров других конструкций выполнить нельзя.

3. Из рекомендаций методического характера практическое значение имеет следующее. При неопределенности экстремума на дифференциале

(активности) на какой-либо из кривых бокового микрозонда положение характерной точки может быть уточнено по дифференциалу (активности) на соответствующей кривой радиусомера. Для повышения точности в обоснованных случаях в интерактивном режиме можно использовать среднее значение величины между характерными точками глубины поверхности геологического тела по обоим методам.

Анализ полученных с помощью наклономера НИД-2 результатов за последние годы позволяет сделать следующие выводы:

- данные наклонотрии позволяют определять углы и азимуты падения пластов;
- в процессе геологической интерпретации возможно определять структурные элементы залегания толщ пород и стратиграфических комплексов;
- анализ энергетического распределения магнитуд в комплексе с геологической информацией, результатами петрофизических исследований и данными ГИС позволяет восстанавливать палеофациальные условия осадконакопления;
- выявленные особенности пространственного положения геоэлектрических границ являются основой прогнозирования, а в отдельных случаях однозначной локализации зон трещиноватости пород и оценки ориентации отдельных систем трещин;
- данные наклонотрии представляют собой независимую и объективную информацию об особенностях тектонического строения, наличии зон выклинивания и др.

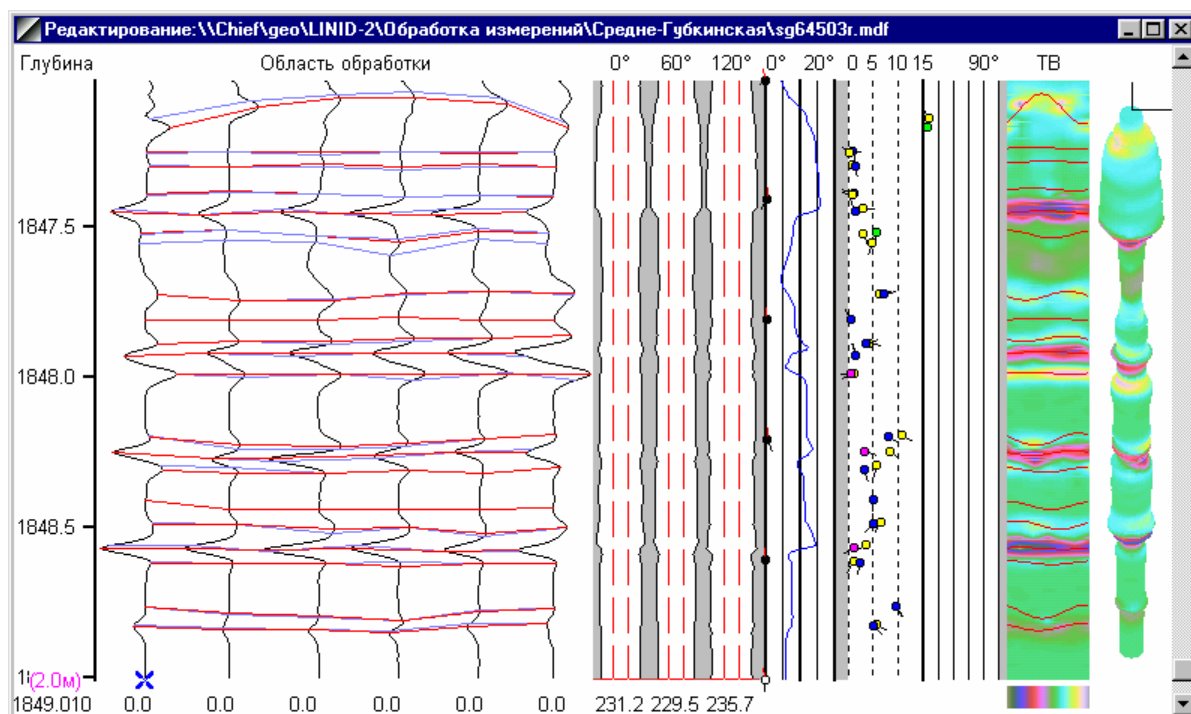


Рисунок 2 – Наклонограмма-дисплей по электрической проводимости горных пород

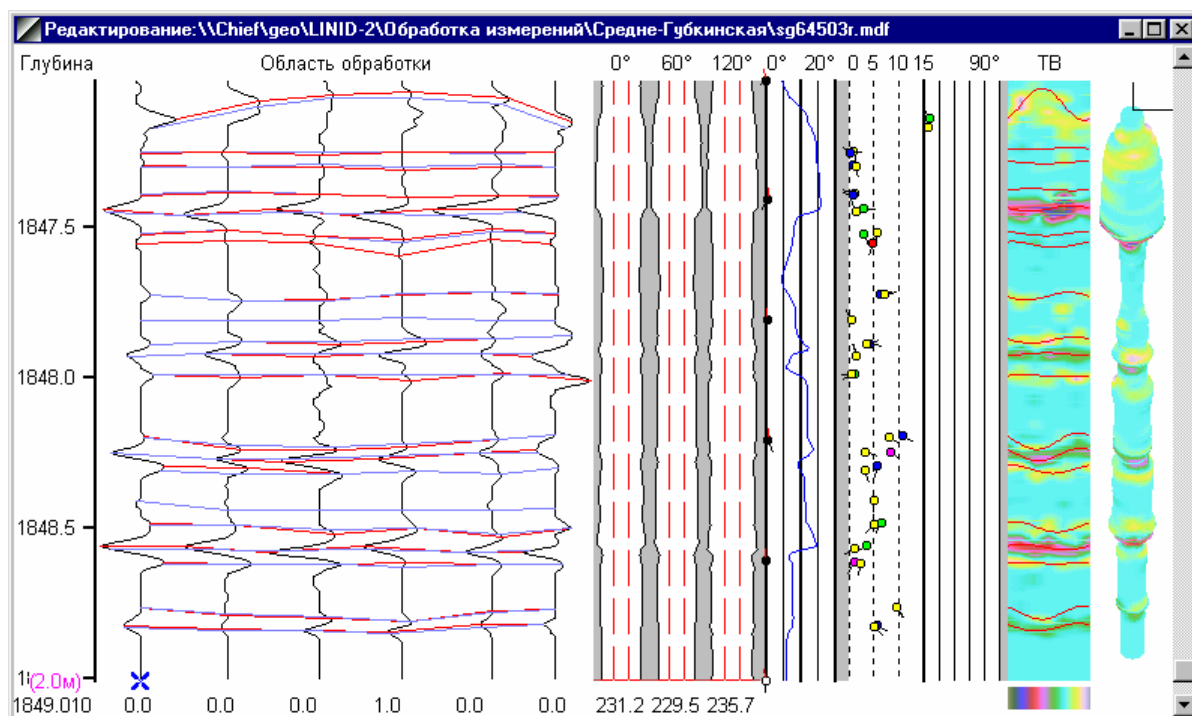
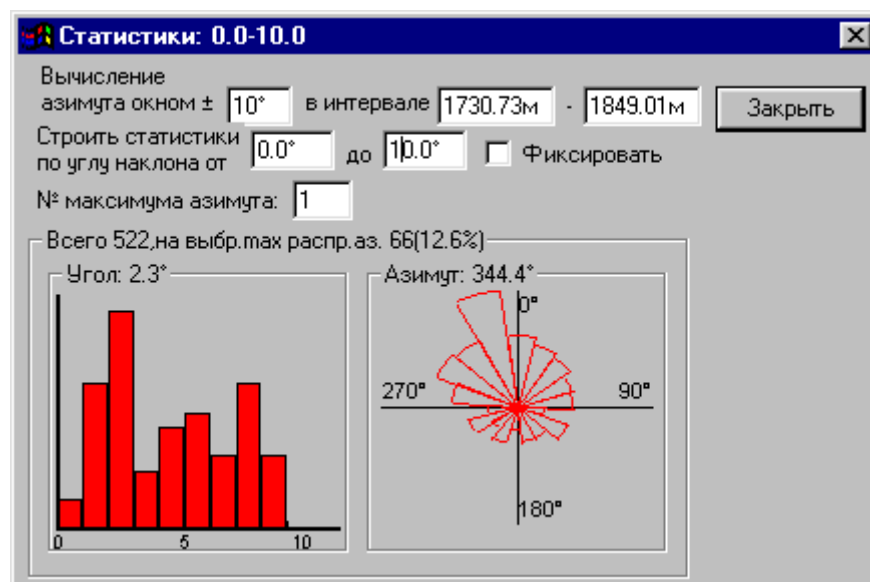
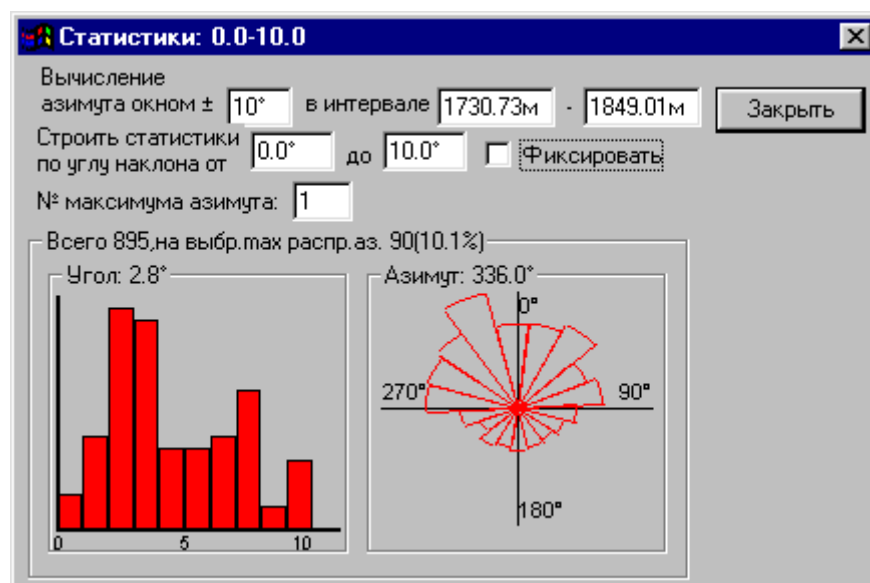


Рисунок 3 – Наклонограмма-дисплей по механической разрушаемости горных пород (по радиусомеру).



а



б

а) по данным радиусомера (механического зонда), б) по данным электрического зонда

Рисунок 4 – Гистограммы угла и азимута падения наклономера НИД-2

Несмотря на невысокое качество исследований аппаратурой НИД-2, связанное с ее конструктивными особенностями, низкой надежностью вследствие выработки ресурса и т. д., метод наклонометрии в настоящее

время во многих регионах включен в обязательный комплекс ГИС, т. к. результаты исследований позволяют уточнять структурно-тектонические условия и сейсмические данные, проводить палеореконструкцию и фациальный анализ, прогнозировать ловушки углеводородов, связанные с литофациальными особенностями, зоны эрозий и стратиграфические несогласия.

5. Вопросы и задания.

Вопросы:

1. Назначение пластового накломера
2. Конструкция и принцип действия скважинного накломера
3. Состав прибора НИД-2
4. Модуль инклинометра
5. Механический накломер

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукьянов, Э. Е. Геолого-технологические исследования и геофизические исследования в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.
2. Лукьянов, Э. Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2010. – 816 с.
3. Геофизические исследования скважин.- В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян - Под ред. В. М. Добрынина М.: «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. Учебное пособие для ВУЗа – 400 с.
4. Стрельченко, В. В. Геофизические исследования скважин: учебник / В. В. Стрельченко. - М. : Недра, 2008. - 551 с. : ил. - (Приоритетные национальные проекты. Образование). - Библиогр.: с. 541. - Прил.: с. 542-548. - ISBN 978-5-8365-0314-7.
5. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – г. Ижевск: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 780 с.