

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования**  
**«Югорский государственный университет» (ЮГУ)**  
**НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ**  
**(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения**  
**высшего образования «Югорский государственный университет»**  
**(ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)**

## **КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

по междисциплинарному курсу МДК 01.01

Технология бурения нефтяных и газовых скважин

## **ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ СКВАЖИН**

**ННТО. 21.02.02. ЗБС71 00 ПЗ**

Разработал

Ярославский А.Э.

Руководитель

Драницына Е.Г.

Нижневартовск 2021 г.

## **СОДЕРЖАНИЕ**

<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>3</b>
<b>ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ</b>	<b>5</b>
1.1 Классификация скважин по назначению	5
1.2 Назначение бурения вторых стволов	7
1.3 Характеристика инструмента для бурения	9
<b>ГЛАВА 2 ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ</b>	<b>14</b>
2.1 Общая характеристика района работ	14
2.2 Общие сведения о бурении боковых стволов	15
2.3 Технология забуривания боковых стволов	18
2.4 Расчет гидравлических параметров процесса цементирования колонны хвостовика в боковой ствол	24
2.5 Промышленная безопасность на кустовых объектах	29
2.6 Воздействие на окружающую среду при бурении скважин	30
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>34</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	<b>35</b>

## ВВЕДЕНИЕ

*Актуальность темы исследования.*

Часть фонда бездействующих скважин можно реанимировать методом бурения боковых стволов. Кроме отсутствия необходимости дополнительных затрат на коммуникации и обустройство, появляются возможности вовлечения незадействованных участков залежей.

В связи с тем, что абсолютное большинство эксплуатационных скважин наклонно-направленные и точка зарезки выбирается на криволинейном или, что происходит чаще, наклонном участке можно считать заведомо известным азимут. В этом случае нет необходимости вырезания участка колонны большой протяжённости, достаточно вырезать столько, сколько нужно для обеспечения отклонения для выхода бурильной колонны из обсадной.

Объект исследования – скважина, расположенная на Южно-Охтеурском месторождении. Предмет исследования – технология забуривания второго ствола.

Цели выполнения курсового проекта: анализ технической характеристики скважины с горизонтальным окончанием ствола Южно-Охтеурского месторождения; рассмотрение технологии бурения бокового ствола данной скважины.

Для достижения цели КП применены следующие методы системного анализа, теоретического обобщения учебной литературы – по теме исследования, анализа регламентов предприятия.

Решаемые задачи при курсовом проектировании:

- теоретическое обоснование технологии бурения бокового ствола скважины;
- разработка мероприятий, позволяющих произвести безопасные условия труда при бурении;
- расчет гидравлических сопротивлений при бурении бокового ствола.

Методы исследования – анализ, классификация, систематизация, сравнение.

В настоящее время потребность в горизонтально-направленном бурении не уменьшилась, а, наоборот, существенно увеличилась. В целом, бурение горизонтальных скважин более эффективно и экономически выгодно по сравнению с бурением вертикальных или наклонно-направленных скважин после ввода скважин в эксплуатацию.

Поэтому в планах заказчиков - бурение более сложных трехмерных (3D) горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали с использованием новейших технологий наклонно-направленного бурения, которые может предложить подразделение SperryDrilling.

Кроме того, заказчики все шире используют преимущества бурения многоствольных горизонтальных скважин стратегически расположенных в целевом пласте - именно в этой области SperryDrilling является лидером не только на российском, но и на мировом рынке.

# ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

## 1.1 Классификация скважин по назначению

Цилиндрическая горная выработка, проводимая с поверхности земли вглубь при помощи механизмов и имеющая очень небольшое поперечное сечение по сравнению с глубиной, называется буровой скважиной. Скважины могут быть вертикальными или наклонными, диаметры их колеблются в широких пределах (25-900 мм), глубина - от нескольких метров до нескольких тысяч метров.

Начало скважины у поверхности земли называется устьем, дно - забоем, стенки скважины образуют ее ствол.

Все скважины, бурящиеся с целью региональных исследований, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей, делятся на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные.

1. *Опорные скважины* бурят для изучения геологического строения и гидрогеологических условий регионов, определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Опорные скважины подразделяются на две группы:

К первой группе относят скважины, закладываемые в районах, не исследованных бурением, с целью всестороннего изучения разреза осадочных пород и установления возраста и вещественного состава фундамента

Ко второй группе относят скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для освещения отдельных принципиальных

вопросов с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.

2. *Параметрические скважины* бурят для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления; выявления наиболее перспективных районов для детальных геологопоисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

3. *Структурные скважины* бурят для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению.

4. *Поисковые скважины* бурят с целью открытия новых месторождений нефти и газа. К этой категории относят скважины, заложенные на новой площади, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах месторождения. Поисковыми их считают до получения первых промышленных притоков нефти или газа.

5. *Разведочные скважины* бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти газа.

6. *Эксплуатационные скважины* бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят оценочные, эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

*Оценочные скважины* бурят на разрабатываемую или подготавливаемую к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи[2].

## 1.2 Назначение бурения вторых стволов

Потребность в бурении скважин с большими смещениями забоев со временем будет только увеличиваться, что экономически целесообразно в регионах с развитым земледелием и районах, где строить кустовые площадки проблематично из-за природно-климатических условий. При этом ожидается увеличение спроса на строительство скважин с горизонтальными окончаниями, так как это передовой способ добиться хороших дебитов и повысить извлекаемость запасов[5].

Услуга зарезки боковых стволов востребована, когда ранее пробуренная скважина из категории эффективных переходит в категорию аварийных, истощённых или просто простаивающих по различным причинам скважин. Технология зарезки боковых, по сути, дополнительных стволов, не требует использования громоздкого оборудования, так как современные модели станков-подъёмников, обладают облегчённой конструкцией.

Экономический эффект от бурения боковых стволов трудно переоценить. Дешевле произвести зарезку боковых стволов, чем пробурить скважину-дублёр взамен подлежащей ликвидации.

Посредством проведения данных работ можно существенно снизить количество воды в нефти, добываемой из основной скважины.

Боковые стволы бурят на уже используемом месторождении, что влечёт за собой определённые трудности. Есть риск пересечения ранее пробуренных скважин и боковых стволов, поэтому доверять выполнение подобных работ следует только профессионалам с опытом работ в данной сфере. Чтобы пересечения основной скважины и боковых стволов не произошло, необходимо внимательно рассчитывать траекторию направления новой скважины, с учётом вхождения её в продуктивный пласт, и размещения первоначальной скважины.

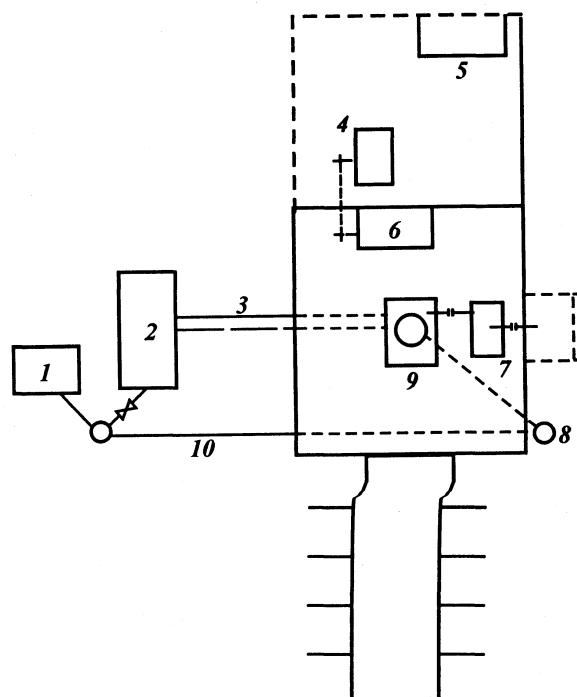


Рисунок 1.1 – Схема расположения бурового оборудования при бурении вторых стволов

1 – буровой насос; 2 – приемная емкость; 3 – желоб; 4 – редуктор; 5 – станция управления; 6 – лебедка; 7 – привод ротора (ПИР); 8 – стояк; 9 – ротор; 10 – нагнетательная линия насоса

При зарезке боковых стволов используется буровой инструмент с меньшим диаметром, что обеспечивает ему свободное движение в колонне ранее пробуренной скважины. Маленький диаметр позволяет увеличить искривление второго ствола и уменьшить длину открытого первого ствола, что снижает расходы на обсадные трубы.

Немаловажную роль для организации безаварийной и эффективной работы играет и подбор раствора, используемого при бурении. Специалисты используют проверенные системы растворов на основе химреагентов, только зарекомендовавших себя торговых марок. Широкое распространение получили растворы на основе биополимеров, обладающих высокими техническими характеристиками.



Их использование в 1,5 раза увеличивает удельную проводимость боковых стволов. Помимо всего прочего данные растворы позволяют бурить скважины с более сложной траекторией, благодаря снижению гидравлическому сопротивлению при их использовании. Экологичность полимерных растворов может стать решающим фактором для их использования, к тому же, они легче поддаются утилизации и могут быть применены неоднократно.

Наиболее перспективным является бурение горизонтального участка второго ствола длиной от ста до трёхсот метров. Бурение скважин большей длины также экономически целесообразно в большинстве случаев.

Зарезка боковых стволов из ранее пробуренных скважин существенно повышает объём извлекаемых углеводородов и буквально даёт скважинам вторую жизнь [3].

### 1.3 Характеристика инструмента для бурения

#### А) Комплекты технических средств для фрезерования «окна»

Для фрезерования «окон» вобсадных колоннах 140, 146, 168, 178 и 245 мм и забуривания бокового ствола за одно СПО в виде комплектов технических средств типа Overhead и OverheadHydro, позволяющих осуществлять вырезку технологического отверстия как с упором (цементный мост), так и без упора на забой, что существенно сокращает время и затраты на строительство скважины.

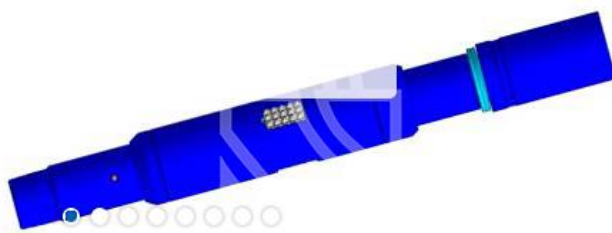


Рисунок 1.2 – Якорь механический



Рисунок 1.3 – Клин-отклонитель



Рисунок 1.4 – Стартовый фрезер



Рисунок 1.5 – Фрезер оконный КФО



Рисунок 1.6 – Фрезер-райбер



Рисунок 1.7 – Фрезер-райбер КФР

Все конструкции клиньев и якорей обеспечивают беспрепятственный спуск и надежную установку, исключаящую их проворот или перемещение в процессе работы.

Все конструкции фрезеров обеспечивают высокую скорость фрезерования «окна» в обсадной колонне.

Все конструкции клиньев и якорей обеспечивают беспрепятственный спуск и надежную установку, исключаящую их проворот или перемещение в

процессе работы. Все конструкции фрезеров обеспечивают высокую скорость фрезерования «окна» в обсадной колонне.

Все комплекты технических средств OverheadHydro поставляются с опрессовочным переводником типа ПО, предназначенным для выполнения необходимых проработок и промывок, очистки от грязи и окалины внутренней поверхности бурового инструмента, и промывочным переводником шаровым типа ППШ - для выполнения обратной промывки перед работами по фрезерованию «окна» в обсадной колонне.

#### Б) Долота

Обладая высокой износостойкостью и работоспособностью, лопастные долота PDC обеспечивают кратное увеличение проходки за долбление, повышая при этом механическую скорость бурения.

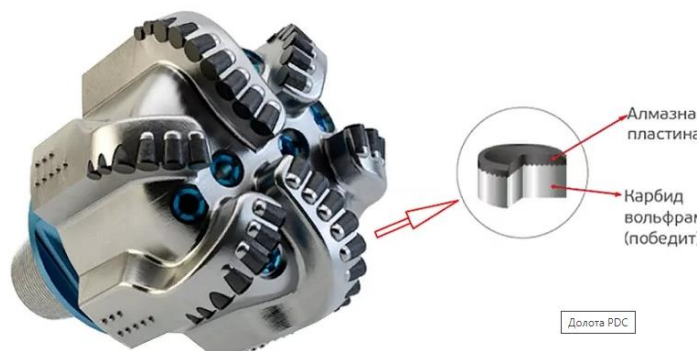


Рисунок 1.8 – Долото типа PDC

Простая, но достаточно прочная система крепления резца в сочетании с упрочнением поверхности наплавкой карбида вольфрама делают эти долота неповторимыми по эксплуатационным качествам и ремонтпригодности.

Спиральная калибрующая поверхность улучшает качество очистки, уменьшает крутящий момент и сводит на нет завихрения долота. Наличие стабилизирующих элементов снижает вибрацию бурового инструмента, предотвращает излом резцов, улучшает технологичность управления по заданному курсу траектории ствола скважины.

Высокая работоспособность инструмента и технологичность управления траекторией ствола скважины позволяют буровикам решить

важнейшую задачу по снижению стоимости метра проходки и улучшающие эксплуатационные качества инструмента.

Типы долот по принципу разрушения горной породы:

- режущего действия,
- режуще-скалывающего действия,
- режуще-истирающего действия,
- комбинированного действия.

Заметным преимуществом PDC долота перед шарошечными заключается в его износостойкости. Даже при деформации такие долота можно ремонтировать и вновь запускать в работу. Механизм разрушения горной породы срезом в 2 раза эффективнее сжатия, и, соответственно, механическая скорость проходки (МСП) для долот PDC должна быть выше. Разработка новых форм и профелей лопастей ведёт к улучшению управляемости долотами при наклонно-направленном бурении. А разработки в области резцов PDC позволяют бурить все более твердые породы, интервалы с переслаиванием горных пород.

Основной причиной износа буровых долот при эксплуатации в России является значительное повреждение долота при ударной нагрузке. Буровой организацией, должны приниматься меры для оптимизации КНБК и улучшения режима бурения, чтобы уменьшить степень повреждения долот под воздействием ударной нагрузки. Главную сложность представляют не литологические условия. Основная проблема заключается в недостаточных мощностях буровых станков, некачественном контроле параметров бурения и недостаточной информации об условиях бурения в тех регионах, где применяются долота.

Порода разрушается более эффективно при срезающем действии. Долота PDC разрушают породу в основном за счет именно этого свойства. Поэтому очевидно, что бурение может осуществляться значительно быстрее при использовании долот PDC. Негативным эффектом является то, что чем больше породы удаляется за один оборот долота, тем больше требуется

энергии. Избыточный крутящий момент на долоте и нестабильное направленное бурение - это основные причины порой неудовлетворительной работы долот PDC.

*ВЫВОДЫ:*

К основным достоинствам PDC долот относится целый ряд параметров: отсутствие в их конструкции движущихся частей (что значительно снижает риски оставления частей долота в забое скважины при бурении), высокая износостойкость, позволяющая обеспечивать высокие показатели проходки, низкая требуемая осевая нагрузка при высоких скоростях бурения [4].

Развитие долот PDC, привело к качественному скачку показателей, как по механической скорости, так и по длине рейсов и соответственно сокращению количества СПО (спуско-подъемных операций). Так же снизилась аварийность, связанная с оставлением частей долота на забое.

## **ГЛАВА 2 ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

### **2.1 Общая характеристика района работ**

Южно-Охтеурское нефтяное месторождение расположено на границе ХМАО и Каргасокского района Томской области. Ближайшим населенным пунктом является г. Стрежевой, расположенный в 45 км западнее месторождения. Севернее проходит дорога круглогодичного пользования, связывающая месторождение с г. Стрежевым, севернее ее проходит нефтепровод и ЛЭП.

На территории юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) выделяется пять нефтегазоносных комплексов: внутренние горизонты палеозоя; нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК); нижнесреднеюрский комплекс отложений; средневерхнеюрские песчаные пласты горизонта Ю1 и нижнемеловые песчаники. Породы-коллекторы палеозойской толщи и терригенных юрских, меловых отложений существенно отличаются как по составу, так и по условиям формирования пустотного пространства.

Выделены различные типы пород-коллекторов: трещинные, трещинно-поровые и каверно-порово-трещинные. Установлено, что различие коллекторов контролируется литологическими, гидрогеохимическими и тектоническими факторами. Первые обусловили вещественный состав и характер постседиментационных процессов, вторые-минерализацию подземных вод, третьи - возможность проникновения минеральных растворов и дробление пород.

Проведенные исследования палеозойской толщи выявили ряд особенностей ее строения, усложняющих разработку залежей: - коллекторы трещино-порово-кавернозного типа имеют весьма неоднородное распространение пустотного пространства; - блоковое строение и выход на

поверхность доюрского рельефа разных по составу и возрасту пород; - крутые углы наклона слоев [9].

## **2.2 Общие сведения о бурении боковых стволов**

Существуют две принципиально различающиеся методики зарезки боковых стволов из скважин бездействующего фонда:

- вырезание участка колонны;
- бурение с отклоняющего клина.

К бурению с вырезанием участка колонны нужно отнести и бурение скважин с извлечением незацементированной колонны с бурением полноразмерного ствола. Не останавливаясь на особенностях при зарезке таких скважин, так как нет никакого различия от бурения обычных наклонно-направленных скважин, сразу рассмотрим два других варианта.

Традиционный вариант - вырезание протяженного участка, с тем чтобы было возможно при зарезке бокового ствола удалить от магнитных масс магнитометрические датчики забойных телеметрических систем контроля траектории ствола.

При этом варианте существенны затраты связанные со временем, а именно:

- вероятность вырезания участка достаточного для выполнения технологической операции за один спуск мала, необходима неоднократная смена вооружения вырезающего устройства.
- кроме установки обязательных изоляционных мостов возникает необходимость установки дополнительного цементного моста, на который в последующем и наращивается основной мост.
- достаточно сложен и продолжителен процесс наработки желоба и начала бурения нового ствола, особенно учитывая малые диаметры долота, забойного двигателя и бурильного инструмента.

- проблематична зарезка бокового ствола по данной технологии при больших (свыше 30 градусов) зенитных углах, так как эксцентричная работа трубореза приводит к быстрому износу вооружения и даже его поломке.

Небольшая коррекция рассматриваемого варианта повысила шансы по возможности применения технологии. В связи с тем, что абсолютное большинство эксплуатационных скважин наклонно-направленные и точка зарезки выбирается на криволинейном или, что происходит чаще, наклонном участке можно считать заведомо известным азимут.

В настоящее время практически все сервисные компании по зарезке боковых стволов перешли на комплекты райберов, позволяющих за один спуск создать окно, для дальнейшего бурения бокового ствола и основная разница заключается в способах заякоривания. Наиболее распространены якоря с упором на забой. Недостатками таких якорей являются:

- необходимость установки надежного опорного цементного моста, на что требуются существенные затраты времени.

- механическое заякоривание требует создание определённых нагрузок и если раскрытие запроектировано на небольшое усилие, то высока вероятность как преждевременного срабатывания его в стволе при спуске, так и проворота при бурении. В случае необходимости создания больших нагрузок для заякоривания возникают проблемы с созданием этих нагрузок, особенно в наклонно-направленном стволе.

В Татнефти используется способ с применением в качестве якоря профильной трубы, достоинством которой наряду с высокой надёжностью является отсутствие необходимости опорного цементного моста. Технология предусматривает спуск компоновки, включающей профильную трубу и специальную трубу, внутри которой находится отклонитель.

Применение специальных якорей и пакеров, предусматривающихся при традиционных технологиях, занимает кольцевое пространство между их корпусами и эксплуатационной колонной. В условиях малого проходного размера эксплуатационной колонны и необходимости применения



компоновок с обеспечением транспортировочных зазоров внутренние размеры корпусов посадочных устройств оказываются чрезвычайно малыми, не позволяющими проводить работы ниже этих устройств.

Применение профильного перекрывателя в качестве проходного якоря позволило обеспечить максимальное проходное отверстие при оптимальном транспортном размере. В устройстве, в отличие от аналогов, не происходит существенной потери диаметра в якоре, а потери происходят в посадочной втулке, представляющей собой полую трубу с косым верхним (перовидным) срезом и шпоночным пазом, начинающимся от основания паза.

Внутреннее отверстие ограничивается транспортным диаметром компоновки и толщиной стенки втулки. Верхняя часть устройства представляет собой ответную посадочную втулку с направляющей шпонкой, устройства регулировки положения клина относительно шпонки и удлинителей, обеспечивающих требуемую глубину точки зарезки относительно якоря. Устройство может быть выполнено любого диаметра по размеру ствола скважины.

*Выполнение операции производится следующим образом:*

1. Производится спуск якоря посадочной втулки на разъединителе, созданием избыточного давления в трубном пространстве производится заякоривание, после чего производится разъединение якоря от посадочной втулки;
2. При помощи направляющего стержня гироскопическим инклинометром, а при зенитных углах свыше 5 градусов любым датчиком отклонителя определяется положение шпоночного паза;
3. На устье выставляется направление клина относительно шпоночного паза, а также устанавливается глубина точки зарезки;
4. Дальнейшие операции производятся аналогично любым традиционным методам зарезки боковых стволов с клина;

5. При необходимости возможно извлечение клина, смена его положения относительно направляющей и зарезка дополнительных стволов без ограничения их количества.

Применение его возможно как при зарезке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин без потери нижележащего основного ствола.

Помимо того преимущества, что не теряется основной ствол, и зарезка происходит сразу в требуемом направлении, даже несмотря на большие материальные затраты по сравнению с зарезкой боковых стволов из вырезанных участков, или с применением отклонителей с упором на забой отмечено снижение затрат на выполнение работ в связи с сокращением сроков их выполнения.

### **2.3 Технология забуривания боковых стволов**

При создании буровой установки необходимо учесть

- необходимость передвижения и быстроту монтажа;
- сокращение площади опоры;
- высокий уровень автоматизации;
- сокращение числа рабочей силы;
- уменьшение шума;
- сведение к минимуму отходов производства.

В связи с этим создаются и используются в процессе бурения, освоения, ремонта скважин мобильные буровые установки, например, агрегат САТТВ-120. (см. рис. 2.2).

Хочется сказать, что время стандартной эксплуатации мобильной буровой установки в два раза больше, чем стационарной буровой.



Рисунок 2.2 – Агрегат типа САТТВ-120

Те буровые установки, что имеются в наличии, зачастую не соответствуют требованиям, предъявляемым при бурении горизонтальных скважин со сложными профилями, которые в настоящее время востребованы заказчиками. В основном это касается оснащения буровых установок более современными системами верхнего привода, трехцилиндровыми буровыми насосами и роторами с регулируемой скоростью. По мере увеличения сложности профиля скважины возрастают и нагрузки на бурильную колонну на забое. Во многих случаях на рынке пока нет бурильных колонн, технические характеристики которых (размер или компоновка) позволили бы обеспечить эффективное бурение.

Для оценки конструкции скважины и требований заказчика подразделение SperryDrilling внедрило первоначальный процесс разработки услуги (DOS). На стадии планирования проводятся все необходимые расчеты, после чего заказчикам выдаются рекомендации по модернизации или замене отдельных элементов буровой установки, подбору бурового инструмента, оптимизации профилей скважин и сеток разработки месторождения.

Кроме того, SperryDrilling может предложить решения по бурению сложных скважин с большими отходами от вертикали или горизонтальных скважин с учетом технических характеристик буровой установки. Одним из

такими примерами являются роторные управляемые системы (РУС) семейства Geo-Pilot® с силовой секцией GXT, которые позволяют значительно снизить обороты верхнего привода при бурении горизонтальных скважин с большим отходом [5].

Бурение бокового ствола позволяет сократить расходы на обустройство устьев скважин, строительство трубопроводов и крепление обсадными трубами «приповерхностного» интервала, поскольку все это уже сделано. У подразделения SperryDrilling накоплен значительный опыт бурения боковых стволов различного диаметра и протяженности (более 1200 м) (см. рис.2.3). Бурение подобных скважин позволяет решить большинство задач, которые стоят перед заказчиками. Более сложные скважины требуют индивидуального подхода и привлечения широкого круга специалистов, в частности инженеров сервиса по оптимизации бурения ADT®, задачей которых является контроль и оптимизация бурения в реальном времени.

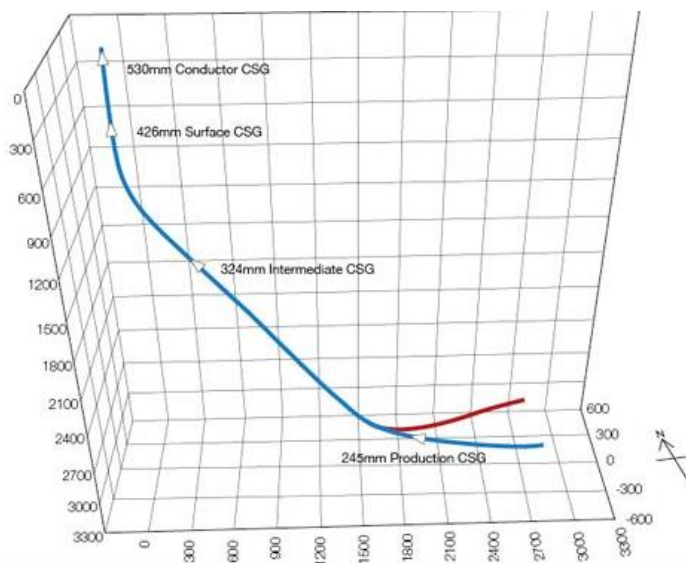


Рисунок 2.3 – Пример скважины с общей протяженностью горизонтального ствола более 1200 м

Технология зарезки и бурения БС состоит из следующих последовательных этапов:

1. Начальный этап.

Геологической службой недропользователя совместно с научно-исследовательским институтом подбирается скважина-кандидат для бурения бокового ствола с указанием его траектории. Для определения скважины – кандидата проводится анализ геологического материала, данных эксплуатации окружающих скважин, выделяются благоприятные зоны: наименее истощенные участки месторождений с наибольшими остаточными запасами. Геологической службой Управления буровых работ или Управления капитального ремонта скважин составляется проект на бурение БС и рассчитываются экономические показатели и технологические параметры бурения.

## 2. Подготовка скважины к зарезке БС.

Проводится геофизическое исследование скважины (ГИС) с целью обследования технического состояния эксплуатационной колонны, состояния цементного кольца за колонной, наличия заколонных перетоков. В случае отсутствия цементного камня в верхней части эксплуатационной колонны проводится ее цементирование, либо вырезание и подъем колонны. Затем ствол шаблонируется, проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины.

Выход из обсадной колонны осуществляется:

– путем сплошного фрезерования обсадных колонн вырезающими устройствами (например, ВУС – 146, см. рис. 2.4);

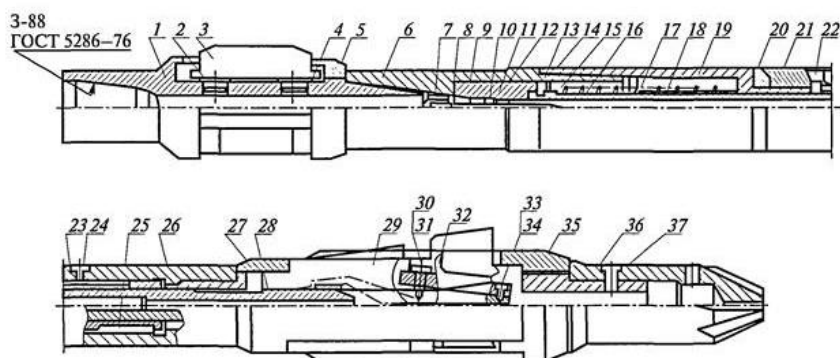


Рисунок 2.4 – устройство ВУС-146

Устройство состоит из цилиндрического корпуса 6, в котором на втулке 7 укреплена игла 8, оснащенная насадкой 10, необходимой для прохода жидкости, и уплотнительным кольцом 11 и связанная с поршнем 9, толкателем 16 и возвратной пружиной 17, служащими в свою очередь для выдвижения трех рычагов 29 с резцами 32 из пазов патрона 26.

Резцы 32 крепятся к рычагам 29 винтами 30, 31 и 33, 34.

Выдвижение рычагов ограничивается кольцевой опорой 27 и ограничителем 35. Поршень 9 снабжен уплотнительным кольцом 12.

В верхней части толкателя 16 установлены кольцо 13, распорная втулка 15 и возвратная пружина 17. На уровне рычагов в толкателе установлено пружинное кольцо 28 для фиксации рычагов 29 в транспортном положении.

В корпусе 19 расположены шпонки 25, взаимодействующие со вставкой 21, которая закреплена относительно корпуса 19 фиксатором 22, пружиной 23, гайкой 20 и винтом 24. Вставка 21 соединена с патроном 26 метрической конической резьбой МК 90° 6' 1:16.

На патрон 26 снизу навинчен и зафиксирован винтом 37 наконечник 36 с лопастями для разбуривания цементных пробок.

Центрирование УВУ осуществляется тремя направляющими 3, расположенными в пазах корпуса 1 и застопоренными кольцом 5.

При прокачивании бурового раствора под действием перепада давления посредством поршней 2 с установленными на них уплотнительными кольцами 4 направляющие выдвигаются и достигается усиление центрирования УВУ.

– помощью комплекса инструмента, включающего клин-отклонитель типа КОГ-146, КРОТ-146 с усиленным механическим креплением в обсадной колонне и многолезвийные фрезы;

– с помощью комплекса инструмента «КГБ», являющимся инструментом для зарезки БС из обсаженных скважин за один рейс – в обсадной колонне фрезеруется окно и бурится короткий ствол под КНБК [1].

3. Бурение бокового ствола.

Бурение БС ведут с мобильных буровых установок А-60/80 и АРБ-100 и облегченной БУ-75. Дальнейшее бурение БС ведется винтовыми забойными двигателями диаметром 127 - 85 мм, отклонителями с регулируемым углом перекоса, долотами 155,6 - 76 мм [2]. Ориентированное бурение проводится с использованием телесистем с кабельным (СТТ-108, ОРБИ-36) и электромагнитным (АТ-3, ЗТС-54) каналами связи. Известно, что дебит скважины или БС также зависит от качества первичного вскрытия пласта. Загрязнения пласта при бурении скважины или БС практически невозможно исправить в процессе эксплуатации различными методами повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому особое внимание уделяется этому вопросу.

Использование бурового раствора зависит от литологии вскрываемых пород: при вскрытии карбонатного коллектора глинистый раствор полностью заменяется на пластовую или пресную воду с добавлением ПВА, либо на азрированный раствор; терригенные отложения вскрываются на полигликолевом ингибированном буровом растворе ( $\gamma = 1,6 - 1,26$  г/см<sup>3</sup>,  $\beta = 30 - 35$  сек.,  $\Phi = 4 - 6$  см<sup>3</sup>/30 мин.,  $\rho = 0,3 - 1,0$  Омм). При проходке ведется инклинометрический контроль. После окончания бурения проводится ГИС открытого бокового ствола.

4. Крепление БС эксплуатационной колонной - хвостовиком (далее хвостовик). На месторождениях Башкортостана, Западной Сибири применяют два основных способа заканчивания скважин [3]:

- Спуск хвостовика до забоя и цементирование его по всей длине с последующей перфорацией цементного кольца (в основном для БС, которые бурят на терригенные отложения).

- Спуск хвостовика до кровли продуктивного пласта и цементирование его с применением мер по защите пласта от попадания тампонажного раствора (в основном в БС, пробуренных на карбонатные отложения).

Фактический профиль БС перед спуском хвостовика тщательно прорабатывают с промывкой, чтобы избежать синусоидальных и спиралевидных изгибов колонны. Затем ствол шаблонируется, проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины.

Диаметр хвостовика подбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны основного ствола: в 9" спускается 5", в 6" – 4", в 5" – 3". Для создания монолитного цементного кольца используются: пластифицированные тампонажные растворы с пониженной водоотдачей, эффективные буферные жидкости на основе недефицитных реагентов, специальные режимы нагнетания тампонажных растворов в БС. В связи со значительной толщиной водонасыщенной части пластов в водонефтяных зонах и близлежащих водоносных пластов используются технологии заканчивания БС с установкой водоизолирующих экранов до пуска их эксплуатацию. Водоизолирующие экраны создаются с помощью: водоизолирующих жидкостей (на базе полимерных материалов) с использованием механизма осаждения полимера и гелеобразования; кварцевого песка.

5. Освоение БС. При освоении с помощью компрессирования или сваблирования вызывают приток из БС, определяют дебит полученной жидкости и вводят в эксплуатацию с использованием электроцентробежных (ЭЦН) или штанговых глубинных (ШГН) насосов. В карбонатных коллекторах дополнительно проводят кислотную обработку призабойной зоны. Так как месторождения довольно истощенные, 90 % боковых стволов эксплуатируется ШГН, что обеспечивает более «мягкие» режимы депрессии на интервалы перфорации и пласт[6].

## **2.4 Расчет гидравлических параметров процесса цементирования колонны хвостовика в боковой ствол**

Исходные данные:



Глубина зарезки БС  $H_3 = 1000$  м, длина хвостовика  $L_X = 300$  м,

Параметры бурового раствора:  $\tau_{0\text{БР}} = 2,5$  Па,  $\eta = 0,015$  Па·с;  $\rho_{\text{БР}} = 1200$  кг/м<sup>3</sup>.

Параметры тампонажного раствора:  $\tau_{0\text{ТР}} = 15$  Па,  $\eta = 0,02$  Па·с;  $\rho_{\text{ТР}} = 1700$  кг/м<sup>3</sup>. Диаметр скважины  $D_C = 124$  мм, наружный диаметр колонны  $d_{\text{НК}} = 102$  мм. Для спуска хвостовика применяются равнопроходные бурильные трубы диаметром 73 мм (внутренний диаметр  $d_{\text{ВК}} = 52$  мм).

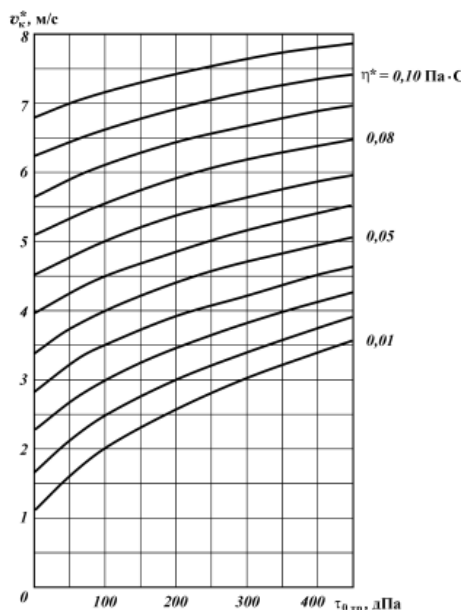
Количество буферной жидкости 3 м<sup>3</sup> (водный раствор с реагентами 1000 кг/м<sup>3</sup>).

Продавочная жидкость – это буровой раствор 4 м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{БР}} = 1200$  кг/м<sup>3</sup>).

Допустимый градиент давлений на ГРП 0,015 МПа/м.

Порядок вычислений:

1 По номограмме см. рис 2.6 определим значение  $\vartheta_K^*$  для раствора плотностью  $\rho_{\text{ТР}} = 1850$  кг/м<sup>3</sup>, равное 2,5 м/с.



зависимости критической скорости тампонажного раствора  $\vartheta_K^*$  в заколонном пространстве от его реологических параметров.

$D_C = 124$  мм,  $d_{\text{НК}} = 102$  мм при  $Re^* = 2500$ ,

$\rho_{\text{ТР}} = 1850$  кг/м<sup>3</sup>

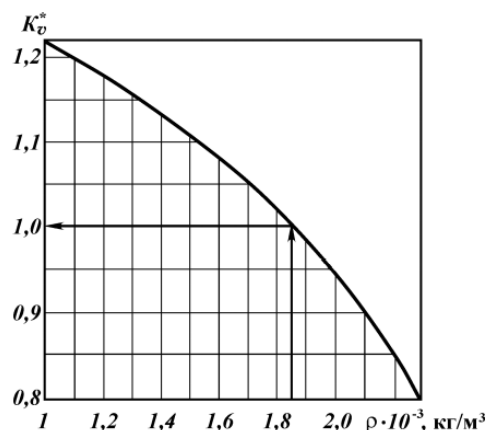


Рисунок 2.7 – График для определения поправочного коэффициента в зависимости от плотности жидкости

Затем по рис.2.7 находим поправку на плотность раствора  $K_{\vartheta}^* = 1,05$  и определяем расчетное значение:

$$\vartheta_K^* = 2,6 \cdot K_{\vartheta}^* = 2,6 \cdot 1,05 = 2,625 \text{ м/с} \quad (2.1)$$

2. По рис.2.8 находим расход жидкости и соответствующие потери давления на 100 м кольцевого пространства:  $\Delta P_{3П} = 1,02 \text{ МПа}$  и  $Q_{\text{ТР}} = 10,2 \text{ л/с}$ .

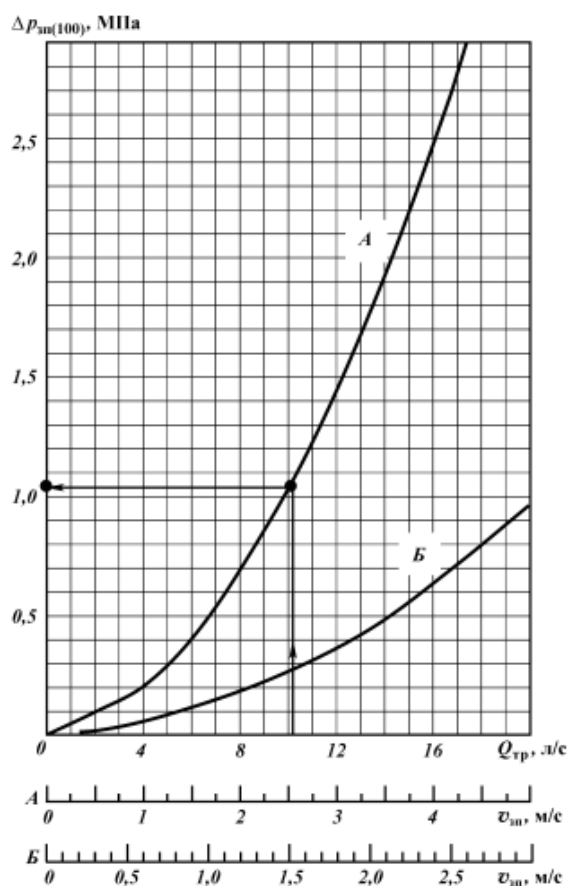


Рисунок 2.8 – Потери давления на гидравлические сопротивления при течении тампонажного раствора в кольцевом затрубном пространстве бокового ствола на 100 м длины ( $\rho_{\text{ТР}} = 1850 \text{ кг/м}^3$ ,  $\lambda = 0,03$ ).

Расчетное значение удельных потерь давления с учетом плотности тампонажного раствора составит:

$$\Delta P_{3П}^P = \Delta P_{3П} K_P = 1,02 \cdot \frac{1700}{1850} = 0,937 \text{ МПа} \quad (2.2)$$

В результате на 300 м затрубного пространства имеет:

$$\Delta P_{3П}^{TP} = \Delta P_{3П}^P \cdot V_{БЖ} = 0,937 \cdot 3 = 2,81 \text{ МПа} \quad (2.3)$$

3. Ввиду большого кольцевого зазора между бурильными трубами и 146-мм колонной (28,5 м) находим критическую скорость течения бурового раствора по упрощенной формуле (2.4):

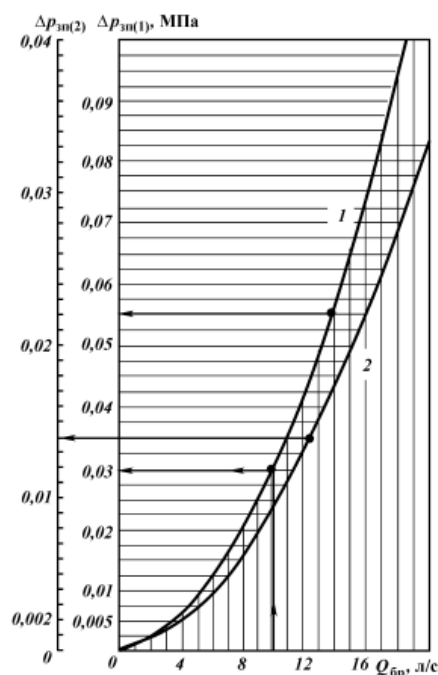
$$v_{КБР}^* = 25 \sqrt{\frac{\tau_{ОБР}}{\rho_{БР}}} = 25 \sqrt{\frac{25}{1200}} = 1,14 \text{ м/с} < 2,625 \text{ м/с} \quad (2.4)$$

Следовательно, режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве и колонне будет также турбулентным.

4. Находим потери давления на участке движения бурового раствора и буферной жидкости в заколонном пространстве. Буферная жидкость займет 300 м. буровой раствор – 700 м заколонного пространства к концу продавливания тампонажного раствора.

Используя кривую 1 рис.2.8 имеем: при расходе  $Q = 10,2$  л/с для буферной жидкости и бурового раствора

Рисунок 2.8 – Потери давления в кольцевом пространстве выше зарезки бокового ствола при течении бурового раствора  
1, 2 – в скважине, обсаженной 146 мм и 168 мм ОК ( $\lambda = 0,0025$ )



$$\Delta P_{3П(БЖ+БР)}^P = \lambda \cdot V + \lambda \frac{\rho_{БР}}{\rho_{БЖ}} V_{ОБ} \quad (2.5)$$

где  $\lambda$  - коэффициент гидравлических сопротивлений,  
 $V$  - объём буферной жидкости  $3 \text{ м}^3$ ,  
 $\rho_{БР}$  - плотность бурового раствора,  $1200 \text{ кг/м}^3$   
 $\rho_{БЖ}$  - плотность буферной жидкости,  $1000 \text{ кг/м}^3$   
 $V_{О}$  - общий объём бурового раствора и буферной жидкости,  $7 \text{ м}^3$ .

$$\Delta P_{3П(БЖ+БР)}^P = 0,03 \cdot 3 + 0,03 \frac{1200}{1000} 7 = 0,342 \text{ МПа}$$

5. Находим потери давления в трубах по рис. 2,9

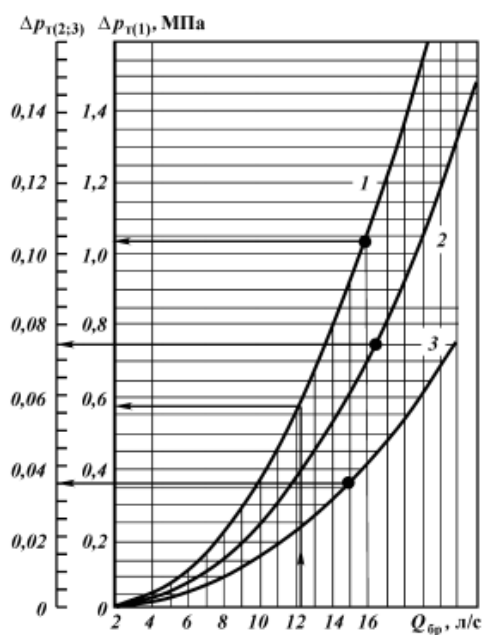


Рисунок 2.9 – Потери давления на гидравлические сопротивления в трубах 1, 2, 3 – 73, 102, 114 мм с внутренним диаметром 52, 89, 100 мм.

$$\Delta P_{К(БР)}^P = \Delta P_{БТ(73)}^P + \Delta P_{К(102)}^P = 0,56 \cdot 10 \frac{1200}{1000} + 0,035 \cdot 3 \frac{1200}{1000} = \quad (2.6)$$

**6,846 МПа**

6. Суммарные потери давления на гидравлические сопротивления в колонне и за колонном пространстве к концу продавки тампонажного раствора при турбулентном режиме составят:

$$P_{\text{общ}} = 2,81 + 0,342 + 6,846 = 10 \text{ МПа}$$

## 2.5 Промышленная безопасность на кустовых объектах

Скважины должны закладываться за пределами границ особо охраняемых природных территорий, зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения, водоохраных зон, охранных зон линий электропередач, магистральных нефтегазопроводов, водозаборных, других промышленных и гражданских объектов.

Основным документом на производство буровых работ является рабочий проект, разработанный и утвержденный в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, регламентирующих порядок проектирования.

Пуск в работу (эксплуатацию) буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств на участке ведения буровых работ производится после завершения и проверки качества вышко-монтажных работ, опробования технических устройств, при наличии укомплектованной буровой бригады, при наличии положительного заключения о готовности буровой установки к эксплуатации рабочей комиссии с участием представителей заказчика, подрядчиков и территориального органа Ростехнадзора. Готовность к пуску оформляется актом.

При выполнении специальных работ силами буровой бригады (например, передвижка буровой установки, монтаж мобильных буровых установок, ремонтные работы повышенной сложности) рабочие бригады должны пройти дополнительное обучение и получить допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям.

На всех этапах производства буровых работ (в том числе выполняемых подрядчиками, субподрядчиками) должны быть обеспечены наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственным процессом в соответствии с требованиями рабочего проекта и соответствующих нормативных правовых актов.

Контроль за ходом производства буровых работ, качеством выполнения этих работ, технологических процессов и операций, качеством используемых материалов и технических средств, соблюдением безопасных условий труда должен осуществляться пользователем недр (заказчиком), организацией, осуществляющей производство буровых работ, и другими субъектами хозяйствования.

При возникновении в процессе производства буровых работ осложнений (газонефтепроявления, поглощения, обвалы и другие) оперативные решения по отклонению от параметров, предусмотренных в рабочем проекте, принимаются буровым подрядчиком с последующим уведомлением заказчика.

В процессе производства буровых работ организация, разработавшая рабочий проект, осуществляет авторский надзор, в том числе при реализации природоохранных мероприятий, и контроль состояния и охраны окружающей среды [7].

## **2.6 Воздействие на окружающую среду при бурении скважин**

В процессе углубления скважины на забое образуется выбуренная порода. При гидротранспорте промывочной жидкостью с забоя скважины на поверхность порода под воздействием техногенных факторов превращается в буровой шлам. Поэтому на средствах очистки циркуляционной системы буровой установки из промывочной жидкости отделяют не выбуренную породу, а буровой шлам, отличающийся по объему и, что особенно важно с экологической точки зрения, по физико-химическим свойствам.

Объем выбуренной породы равен объему ствола скважины. При проектировании объем бурового шлама приближенно принимается больше объема выбуренной породы на 20% [1].

Можно выделить четыре фактора, обуславливающих увеличение объема бурового шлама по сравнению с выбуренной породой:

- разуплотнение частиц шлама в результате снижения действия на них внешнего давления;
- образование и расширение трещин;
- набухание глинистых частиц, слагающих шлам;
- адгезионное налипание на поверхность шлама частиц коллоидных размеров из промывочной жидкости.

Бурение скважин осуществляется большей частью в осадочных отложениях, в которых наиболее распространенными являются глинистые породы. Их доля составляет 65-80%. Выбуренные частицы глинистых или скрепленных глинистым цементом пород в процессе гидротранспорта с забоя скважины на поверхность пропитываются фильтратом промывочной жидкости и набухают. Продолжительность нахождения частиц породы в промывочной жидкости с глубиной скважины возрастает и может достигать нескольких часов. Чем дольше они находятся в промывочной жидкости, тем больше их набухание. Происходит адгезионное присоединение к ней частиц твердой фазы преимущественно коллоидных размеров из промывочной жидкости.

На изменение физико-химических свойств частиц выбуренной породы при превращении их в буровой шлам влияет пропитка дисперсионной средой промывочной жидкости. Поры и трещины частиц породы заполняются дисперсионной средой промывочной жидкости, поверхность глинистых частиц модифицируется, на внешней и внутренней поверхности частиц выбуренной породы адсорбируются вещества различной природы из дисперсионной среды промывочной жидкости.

Минералогический состав бурового шлама определяется литологическим составом разбуриваемых пород и может существенно изменяться по мере углубления скважины. Химический состав бурового шлама зависит как от его минерального состава, так и свойств промывочной жидкости. Гранулометрический состав бурового шлама определяется типом и диаметром породоразрушающего инструмента, механическими свойствами породы, режимом бурения, свойствами промывочной жидкости и эффективностью ее очистки.

В процессе бурения, помимо промывочной, применяются и другие технологические жидкости, например, буферные, перфорационные. После использования они полностью или частично переходят в категорию отработанных. Больше всего образуется отработанной буровой промывочной жидкости (ОБПЖ). Ее объем соответствует объему промывочной жидкости на момент окончания бурения скважины. Однако в процессе бурения может образовываться избыток промывочной жидкости, например, за счет наработки в глинистых отложениях, при замене одного типа промывочной жидкости на другой. В этом случае ОБПЖ образуется непосредственно в процессе бурения.

При оценке воздействия на окружающую среду предметом рассмотрения, как правило, являются только отработанные промывочные жидкости, что методически неправильно.

Главные источники поступления буровых сточных вод (БСВ) - обмыв буровой площадки и оборудования, система охлаждения оборудования. Сокращение объема БСВ достигается путем повторного их использования в технологическом процессе (например, для приготовления промывочной жидкости) после осветления на блоках химической и механической очистки. В этом случае сокращаются объемы водопотребления и водоотведения.

В процессе бурения избыточную промывочную жидкость, а также отработанную буровую промывочную жидкость разделяют на твердую и жидкую фазы, что позволяет утилизировать последнюю в составе БСВ.



Поэтому суммарный объем БСВ включает жидкую фазу избыточной и отработанной промывочной жидкости.

Таким образом, буровой шлам является потенциально опасным для окружающей природной среды, поскольку содержит подвижные формы тяжелых металлов, которые при длительном воздействии на него морской воды могут вымываться, создавая концентрации токсикантов, превышающие ПДК.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Бурение боковых стволов играет важную роль в увеличении сроков эксплуатации месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. При разработке зрелых месторождений могут остаться неохваченными продуктивные зоны (которые не были выявлены при первоначальном бурении) или выявленные продуктивные зоны на различных глубинах, которые на момент бурения скважин не были основной целью разработки.

Кроме того, возможна зарезка боковых стволов из существующего ствола, а также бурение горизонтального бокового ствола для большего вскрытия коллектора.

Боковые стволы бурят на уже используемом месторождении, что влечёт за собой определённые трудности. Есть риск пересечения ранее пробуренных скважин и боковых стволов, поэтому доверять выполнение подобных работ следует только профессионалам с опытом работ в данной сфере.

В настоящее время потребность в горизонтально-направленном бурении не уменьшилась, а, наоборот, существенно увеличилась. В целом, бурение горизонтальных скважин более эффективно и экономически выгодно по сравнению с бурением вертикальных или наклонно-направленных скважин после ввода скважин в эксплуатацию.

В настоящее время практически все сервисные компании по зарезке боковых стволов перешли на комплекты райберов, позволяющих за один спуск создать окно, для дальнейшего бурения бокового ствола и основная разница заключается в способах заякоривания. Наиболее распространены якоря с упором на забой.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Драницына Е.Г. Методические указания по курсовому проектированию МДК 01.01 Технология бурения нефтяных и газовых скважин для обучающихся специальности 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин, Нижневартовск, 2021 г.

2 <http://byrim.com/skvajin.html>

3 [https://otradnoe.com/services/zarezka\\_bokovykh\\_stvolov/](https://otradnoe.com/services/zarezka_bokovykh_stvolov/)

4 <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/142069-dolota-pdc/>

5 <https://rogtecmagazine.com/%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%8F-%D0%B7%D0%B0-%D0%BA%D1%80%D1%83%D0%B3%D0%BB%D1%8B%D0%BC-%D1%81%D1%82%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%BC-%D0%B1%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5/?lang=ru>

6 [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tokareva/Tokareva\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tokareva/Tokareva_1.pdf)

7 <https://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/acts/%D0%A1%D0%B5%D1%80%D0%B8%D1%8F%2008%20%D0%92%D1%8B%D0%BF%D1%83%D1%81%D0%BA%2019.pdf>