

*Ю. Траубе
Гимн буровиков*

*Солнце закатилось спать за облака,
Шянется ночная смена.
Я держусь за шпindelь грязного станка –
Хочется уснуть, наверно...
Ревет-стучит мотор со страшной силою,
И нарушая всюду тишину,
По сантиметрику, по сантиметру
Коронка лезет, лезет в глубину.
Выбрали не зря мы горный институт,
Шрудную судьбу бродяги –
Лучше по болоту торить свой маршрут,
Чем всю жизнь листать бумаги!
Мы будем есть и пить со страшной силою,
И нарушая всюду тишину,
По сантиметрику, по сантиметру
Всю жизнь вгонять коронку в глубину.
Смерть придет неожиданно, страшной и босой,
Где-нибудь в горах Бырранга,
И тебя ударит не стальной косой,
А шестиметровой штангой...
И заревет мотор со страшной силою,
Когда под гробовую тишину,
По сантиметрику, по сантиметру
Нас на веревках спустят в глубину.*

ГВУЗ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

КАФЕДРА ТЕХНИКИ РАЗВЕДКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

**ВСЕУКРАИНСКАЯ СТУДЕНЧЕСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ФОРУМ СТУДЕНТОВ – БУРОВИКОВ»**

Днепропетровск 2015

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

ГВУЗ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра техники разведки месторождений полезных ископаемых

Оргкомитет конференции

Председатель оргкомитета	декан геологоразведочного факультета Приходченко В.Ф.
Заместитель председателя	зав. кафедрой техники разведки МПИ Давиденко А.Н.

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

ВСЕУКРАИНСКАЯ СТУДЕНЧЕСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ФОРУМ СТУДЕНТОВ – БУРОВИКОВ»

Верстка и редактирование: А.Ф. Камышацкий

49000, Украина, г. Днепропетровск, пр. Карла Маркса 19, НГУ,
кафедра Техники разведки месторождений полезных ископаемых (ТРМПИ).
тел. (+38) (0562) 46-63-46
факс (+38) (056) 744-62-11
e-mail – trmpi@yandex.ru

Подписано к печати 07.04.2015. Формат 30×42/4.
Бумага офсет. Печать лазерная. Усл. печатный лист 1,0
Уч. изд. лист 1,0. Тираж 100 экз. Зак. № 215

НГУ
49000, г. Днепропетровск, пр. К.Маркса, 19.

ОГЛАВЛЕНИЕ

К ВОПРОСУ О КОНСТРУИРОВАНИИ МАТРИЦ АЛМАЗНЫХ КОРОНОК Сыч К.А.	2
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ РОТОРНЫХ КНБК Доцент, к.т.н.Пашенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Кравченко И.С.	7
О ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВАХ ДЛЯ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН СО СЪЕМНОЙ КОРОНКОЙ Дворник С.Ю.	9
ЗАРУБЕЖНАЯ ПРАКТИКА БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВОЙНОЙ КОЛОННЫ ТРУБ Поба Жозе	14
УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ Доцент, к.т.н. Пашенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Колесников Е.С.....	18
О МЕТОДАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ В ПРОДУКТИВНЫХ ЗАЛЕЖАХ Мануел Фабиу.....	20
УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ Доцент, к.т.н. Пашенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Карпов А.Р.	24
ВОПРОСЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ЗОНАХ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА Черноусов Д.С.....	26
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ Доцент, к.т.н.Пашенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Костерин О.В.	30
НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ Лукьяненко Н.В.	33

УДК 622.24

К ВОПРОСУ О КОНСТРУИРОВАНИИ МАТРИЦ АЛМАЗНЫХ КОРОНОК

студент группы ГРгр-11-1

Сыч К.А.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепрпетровск, Украина)

Пути увеличения износостойкости и эффективности алмазного инструмента давно являются объектом исследований. Один из возможных вариантов решения этой проблемы был предложен в конце 60-х годов Горным бюро США. Исследования Горного бюро подтвердили потенциальные возможности предложенной идеи, суть которой состояла в ориентированной укладке алмазов в матрицу коронки.

Известно, что различные грани и соответственно поверхности алмазов обладают различной твердостью. Если перед установкой алмаза в матрицу определить его самую твердую режущую грань и соответствующим образом сориентировать ее в матрице, то в результате породоразрушающий инструмент будет обладать повышенной износостойкостью, снизится расход алмазов на единицу проходки. Эти положения были подтверждены экспериментально.

В табл. 1 приведены сравнительные данные по отработке коронок, алмазы в которых были установлены: 1) ориентировано "по мягкому вектору", 2) хаотически и 3) ориентировано "по твердому вектору"

Таблица 1.

Показатели	Ориентирование алмазов		
	по "мягкому" вектору	хаотически	по "твердому" вектору
Количество камней на коронку	148	148	148
Крупность алмазов, шт./кар.	8-12	8-12	8-12
Количество карат на коронку	14,37	18,11	15,35

Количество камней, ориентиро-	22	36	84
Проходка на коронку, м	18,0	22,8	25,6
Средняя механическая скорость,	6,88	7,62	7,80
Расход алмазов на коронку, кар.	3,41	1,21	0,45
Расход алмазов на 1 м проходки,	0,174	0,052	0,015
Количество алмазов, годных ко вторичному использованию, %	76	93	97

Несмотря на достигнутые высокие показатели уже в этой ранней стадии исследований отмечалось следующее:

- не все алмазы могут быть легко отсортированы по мягким и твердым плоскостям;
- ориентирование целесообразно только при использовании достаточно крупных камней;
- ориентированию подлежат только высокосортные алмазы с явно выраженными гранями.

Как известно, для армирования буровых коронок и долот применяют три сорта технических алмазов "карбонадо", "баллас" и "борт".

70-е годы вновь отметились повышенным интересом к проблеме ориентированной укладки алмазов. Отмечалось, однако, что этот метод неприменим к черным алмазам "карбонадо" и "баллас", которые представляют собой поликристаллические образования с одинаковой твердостью по любому направлению. Ориентированию поддаются алмазы сорта "борт", кристаллы которых имеют форму куба, октаэдра, додекаэдра и др.

Проведенные в те годы экспериментальные исследования показали весьма обнадеживающие результаты (табл. 2).

Таблица 2.

Показатели	Коронки с алмазами, расположенными	
	хаотически	ориентировано
Количество испытанных коронок, шт.	129	143
Объем бурения, м	840	1330
Проходка на коронку, м	6,8	9,3
Общий расход алмазов, кар.	354,53	338,03
Расход алмазов на 1 м проходки, кар.	0,422	0,254
Стоимость износа коронки на 1 м проходки, дол.	3,47	2.18

На основании проведенных исследований ряд фирм приступил к изготовлению инструмента с ориентировано вставленными алмазами. Так, в каталогах фирмы "Аккер Дрил" (США) сообщается, что все алмазы, используемые для изготовления коронок, сортируются и устанавливаются таким образом, чтобы резание породы осуществлялось в направлении твердого вектора.

Фирма "Спрейг энд Хенвуд" (инициатор производства инструмента с ориентировано вставленными алмазами) в своих рекламных изданиях также сообщает, что поскольку сравнительные испытания показали преимущества инструмента с ориентировано вставленными алмазами перед инструментом с хаотически установленными алмазами и снижение стоимости метра проходки, ряд типоразмеров инструмента выпускается с алмазами ориентированными по твердому вектору.

В настоящее время мнения специалистов о возможностях инструмента с ориентировано вставленными алмазами изменились. Утверждается, что механическая скорость бурения инструментом с ориентировано уложенными алмазами не намного выше, чем при применении обычного инструмента, износ алмазов не намного ниже, а стоимость изготовления значительно выше стоимости обычного. Поэтому такой инструмент не нашел широкого применения.

Следует отметить, что существует ряд проблем, препятствующих промышленному освоению ориентирования алмазов в алмазном инструменте, среди которых можно выделить следующие:

- Подготовка специалистов. Успешное обучение специальности укладчика алмазов проходят только люди, обладающие врожденными способностями, процесс обучения длителен, заработная плата укладчика весьма высока.

- Производительность труда. При ориентированной укладке алмазов даже самые высококвалифицированные укладчики не могут достичь таких же скоростей, как при хаотической укладке, причем более низкая производительность должна компенсироваться повышенной оплатой.

- Требования к сырью. Горное Бюро США проводило обширные исследования в области ориентирования алмазов, и установили граничную крупность алмазов – крупность должна быть не менее 20 шт./кар. В табл. 3 приведены размеры алмазов и алмазных порошков, используемых для армирования коронок. Проводилась ориентированная установка алмазов меньшей крупности, но в очень ограниченном объеме. Возможно, что с приобретением опыта в этой области размер алмазов, пригодных для ориентированной установки, будет уменьшен до 40 шт./кар, но не более.

В пределах действующего ограничения размера алмазов квалифицированные укладчики могут осуществлять ориентированную укладку большого процента новых алмазов. Однако, если форма рекуперированного алмаза будет значительно изменена в результате износа и начальные особенности его граней не будут поддаваться определению из-за возникновения темного налета, то процент алмазов, которые могут быть ориентировано установлены, значительно уменьшится.

Тут следует сказать о том, что в США, где используются более крупные алмазы (6-10 шт./кар) установка алмазов по твердому вектору может оказаться экономически целесообразной.

Таблица 3.

Размеры алмазов и алмазных порошков, используемых для армирования коронок

Число алмазов на 1 кар	Линейные размеры, мм	Средний условный диаметр, мм	Число алмазов на 1 кар	Линейные размеры, мм	Средний условный диаметр, мм
<i>Алмазное зерно</i>			<i>Алмазное зерно</i>		
3	3,50—3,80	3,65	200—150	0,80—1,00	0,90
3—2	3,30—3,50	3,40	300—200		
4—3	3,00—3,30	3,15	400—300		
10—5	2,80—3,00	2,90	800—400		
20—10	2,50—2,80	2,65			
30—20	2,00—2,50	2,25			
40—30	1,60—2,00	1,80			
			<i>Алмазные порошки</i>		
120—90	1,00—1,25	1,13	1200—800		0,57
1501—20			2000—	0,50—0,63	0,45
			1200	0,40—0,50	0,36
			4500—	0,32—0,4	
			2000		

Выводы:

1. Исследования показали, что потенциальные технические возможности инструмента с ориентировано вставленными алмазами в принципе выше, чем у инструмента, изготовленного по обычной технологии.

2. Существует ряд проблем, которые препятствуют промышленному освоению ориентирования алмазов в буровом инструменте. Это касается вопросов качества и размера алмазов, а также технико-экономических показателей изготовления и использования инструмента с ориентировано вставленными алмазами.

3. В настоящее время некоторые зарубежные фирмы изготавливают небольшие партии инструмента с ориентированием алмазов по "твердому векто-

ру", для чего используют определенные, как правило, высококачественные алмазы крупностью не менее 20 шт/кар.

4. Промышленно-освоенная технология ориентирования алмазов в массовом производстве алмазного инструмента является перспективной.

УДК 622.24

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ РОТОРНЫХ КНБК

Доцент, к.т.н. Пащенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Кравченко И.С.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепрпетровск, Украина)

До появления систем MWD и искривлённых двигателей, существовали "классические" методы работы в направленном бурении (т.е. резка в стволе 17 1/2") и это делалось следующим образом:

Появление MWD (система измерения во время бурения) дало возможность большего контроля и стало возможным производить ориентировку в каждой стадии резки и набора/потери угла. В мягких формациях стало возможным набирать/терять максимальный требуемый уровень (даже до +/-50°) при комбинации: долото/ забойный двигатель/кривой переводник/MWD при условии, что силы трения не становятся чрезмерно большими. Это позволило сэкономить на одной спускоподъемной операции.

С появлением искривлённых двигателей стало возможным выполнить полный цикл с одной только КНБК, в состав которой входят: долото/искривлённый двигатель/стабилизатор/MWD. Значительно большая цена с лихвой компенсировалась на экономии времени при спускоподъёмных операциях, удобством в работе и уменьшением износа буровой колонны.

Однако, на многих месторождениях работа "по старинке" оказывается дешевле. В дополнение, необходимо отметить, что условия в скважине стано-

вятся лучше (уменьшаются силы трения) если производится более одной спускоподъемной операции. Были проведены исследования по сравнительному анализу применения обычных роторных и искривлённых КНБК. Вышеприведенные аргументы во многом базируются на этих результатах.

Появление забойных двигателей с устанавливаемым на буровой углом и с установкой угла в забое сделало искривлённые двигатели еще более привлекательными. Буровой мастер больше не паникует, когда желаемая кривизна ствола не получается с определенной установкой угла. Однако, все же имеется еще достаточно широкая область, где следует отдать предпочтение обычным, прямкорпусным моторам с кривым переводником по соображениям более низкой стоимости бурения без достаточно точного выдерживания запланированного профиля ствола скважины.

При бурении с использованием КНБК роторного типа были выявлены следующие закономерности.

Типичными величинами скоростей для долота режущего типа на участке набор угла/выдерживание направления в стволе, диаметром 17-1/2", могут быть скорости порядка 160 - 170 об/мин. В стволе, размером 12-1/4" скорости вращения обычно ниже (100-140), по условиям продления жизни долоту и по ряду других причин.

Чтобы спровоцировать отход вправо, рекомендуется понизить скорость вращения и увеличивать нагрузку на долото, если наклон ствола это позволяет.

Долота режущего типа имеют тенденцию к уходу влево. Это можно учесть при планировании направляющего угла перед зарезкой. Для осуществления этого необходимо учитывать опыт работы в данном районе.

Для увеличения скорости набора угла – необходимо увеличивать нагрузку на долото. Однако, при достижении веса на долото определенной величины, может возникнуть обратный изгиб при использовании гибкой колонны для набора угла. Предполагаемая максимальная величина этой нагрузки для ствола 17-1/2" составляет 12 000 кг. Если набор угла при этом значении нагрузки не

увеличивается, то маловероятно, что дальнейшее увеличение веса улучшит ситуацию.

Очень важно тщательно следить за скоростью проходки. Параметры бурения обычно должны меняться очень часто. При наличии MWD, не существует извинений за слабый контроль скорости проходки. Уход от проектного направления ствола гораздо хуже, чем излишнее внимание к координатным параметрам.

Список литературы:

1. Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: «Недра», 1987. – 272 с.

УДК 622.24

**О ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВАХ ДЛЯ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ
СКВАЖИН СО СЪЕМНОЙ КОРОНКОЙ**

студент группы ГРгр-11-1

Дворник С.Ю.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепропетровск, Украина)

Спуско-подъемные операции производятся с целью замены износившегося породоразрушающего инструмента и извлечения керна, заполнившего колонковую трубу или заклинившего в ней. При подъеме инструмента длинная колонна бурильных труб разъединяется на отдельные свечи, длиной не более 18 м. При спуске инструмента свечи вновь свинчиваются в бурильную колонну, следовательно затраты времени на спуско-подъемные операции увеличиваются с глубиной скважины. Несложные математические расчеты показывают, что эти затраты времени растут пропорционально глубине скважины в квадрате. В

действительности, время на спуско-подъемные операции увеличивается значительно интенсивней. Это объясняется следующими обстоятельствами:

- На больших глубинах залегают обычно более крепкие породы, поэтому проходка на породоразрушающий инструмент, как правило, снижается;

- В связи с увеличением веса колонны бурильных труб уменьшается скорость подъема, при постоянной мощности привода лебедки бурового станка;

- С глубиной ухудшаются условия работы породоразрушающего инструмента, чаще происходит самозаклинивание керна, что требует преждевременного прекращения рейса и производства спуско-подъемных операций.

- Спуско-подъемные операции приходится производить при различных осложнениях в скважине.

Поэтому, ведущие конструкторские организации стран-производителей бурового оборудования проводят исследовательские и конструкторские работы в направлении ускорения спуско-подъемных операций.

Существенного ускорения времени на спуско-подъемные операции можно достигнуть:

1. Путем резкого увеличения рейсовых проходок на породоразрушающий инструмент, тут следует заметить, что при проектировании и изготовлении современного инструмента используются последние разработки в этой области и на данном этапе удалось достигнуть довольно высоких показателей.

2. Путем механизации и автоматизации спуско-подъемных операций (современные буровые установки имеют высокий уровень механизации и автоматизации, кроме того, созданы комплексы, в которых полностью автоматизирован весь цикл спуско-подъемных операций).

3. Путем коренного изменения технологии спуско-подъемных операций, и здесь основным направлением совершенствования является создание съемного породоразрушающего инструмента.

В связи с этим Горным бюро США, разработан комплекс технических средств для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископа-

емые со съемной алмазной коронкой, замена которой производится без подъема колонны бурильных труб.

Идея создания буровых снарядов со съемным породоразрушающим инструментом является не новой. Ранее разрабатывалось несколько типов буровых снарядов со съемным породоразрушающим инструментом, не получивших, однако, промышленного применения из-за отсутствия экономической эффективности от их использования.

Все предшествующие конструкции можно разделить на две основные группы: полностью разборная коронка и пилот-коронка со съемным расширителем.

Современная конструктивная схема разборной коронки Горного бюро является дальнейшим развитием ранее известных схем.

Полностью разборная коронка состоит из нескольких секторов, каждый размером, позволяющим им проходить через внутренний канал бурильных труб. Для образования коронки эти сектора путем ряда последовательных операций устанавливаются и фиксируются механическим путем. Для разборки и подъема коронки эти операции выполняются в обратной последовательности.

Снаряд спроектирован для бурения скважины диаметром 251 мм с подъемом керна диаметром 51 мм. Очевидно, такая конструкция неприемлема для геологоразведочного бурения не твердые полезные ископаемые с использованием существующего бурового оборудования. Система имела много подвижных деталей, которые необходимо было выполнять с большой точностью. Многие детали имели сложную форму, что затрудняло их изготовление и делало конструкцию слишком дорогой.

Другой вариант конструкции полностью разборной съемной коронки представляет собой пилот-коронку с расширителем, которая используется в виде одной детали для выбуривания керна, закрепленная на керноприемной трубе, и постоянный или съемный расширитель, разбурывающий стенки скважины.

Смена пилот-коронки производится вместе с керноприемной трубой путем подъема их канатом через внутренний канал бурильной колонны.

Поскольку все съемные коронки функционировали как неотъемлемая часть внутренней керноприемной трубы, то это вызывало их недостаточную надежность.

С учетом приведенных соображений выдвинуто несколько конструкторских концепций с соответствующими схемами. Для дальнейших исследований рекомендованы три из них: в двух предусматривали подъем всей коронки, в третьей замену только рабочей ее части. В соответствии с тремя концепциями изготовлены макеты трех коронок и проведена их оценка, в результате которой принято решение о дальнейшей разработке одной концепции, названной системой со съемной коронкой в виде одной детали. Такая конструкция имеет следующие преимущества, по сравнению с другими:

- часть коронки, содержащая алмазы, полностью поднимается на поверхность;
- монолитная простая конструкция способствует повышению прочности и надежности коронки;
- содержание алмазов в коронке уменьшено на участках, меньше всего подверженных износу и повреждению при нормальных условиях бурения;
- оптимальный профиль коронки позволяет придавать ей различные конфигурации;
- коронка в виде одной детали легче герметизируется для предотвращения утечек промывочной жидкости и размыва корпуса;
- монолитная конструкция может быть выдержана по наружному и внутреннему диаметрам независимо от крепления в колонковой трубе;
- отсутствуют вредные нагрузки на взаимосвязанные детали, имеющие место в секционных разборных коронках.

После выбора принципиальной схемы коронки было принято решение о разработке всей системы. Форма коронки позволяет ей легко проходить через

внутренний канал бурильных труб и опорное кольцо керноприемной трубы, диаметр которого немного меньше внутреннего диаметра бурильных труб.

Для выполнения операций по замене коронки спроектирован и изготовлен комплект устройств, при помощи которых коронка поднимается на поверхность или опускается в скважину. При проектировании этого комплекта учитывались следующие требования:

- устройства должны опускаться в скважину и подниматься на поверхность на том же канате, что и керноприемная труба;
- срабатывание устройств предпочтительнее выполнять при помощи механических приспособлений, чем гидравлических, так как буровые насосы отличаются по параметрам, что может отразиться на работе устройств;
- устройства должны быть прочными, простыми по конструкции, удобными для обслуживания с использованием обычных ключей, обладать устойчивостью против ржавчины и коррозии, не зашламовываться и не заклиниваться при контакте с обычными промывочными жидкостями, включая глинистые растворы;
- одно и то же устройство должно использоваться с колонковыми трубами различной длины (1,5; 3,0; 4,5. и 6,0 м);
- должен подаваться сигнал о фиксации коронки на месте и завершении полного цикла;
- допускать движение в обе стороны на случай неблагоприятных условий или отсоединения от каната при прихвате;

Стендовые испытания первого поколения съемных коронок с целью определения их работоспособности показали (слайд 3):

- облегчается работа буровика; замена коронки требует меньше физических усилий;
- уменьшается расход топлива: подъем труб с обычной системой ССК осуществляется более часто, что приводит к большей нагрузке двигателя и увеличению расхода топлива;

- повышается безопасность работы: подъем труб для замены коронки является источником травмирования буровика и его помощника;
- повышается эффективность бурения: буровик будет чаще заменять коронки при износе алмазов или смене пород;
- снижаются общие затраты времени на бурение всей скважины.

УДК 622.24

ЗАРУБЕЖНАЯ ПРАКТИКА БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВОЙНОЙ КОЛОННЫ ТРУБ

студент группы РТ-14-1м

Поба Жозе

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепропетровск, Украина)

В зарубежной практике выбуренная порода при всех разновидностях этого метода выносятся сжатым воздухом или азрированным раствором при бурении сплошным забоем. Керновый материал отбирается из ограниченных интервалов.

За рубежом в последние годы создана аппаратура и отработана методика экспресс-анализа проб непосредственно на буровой. Применение такой аппаратуры это – качественно новый этап в развитии техники и технологии разведочного бурения, когда ускоряется и удешевляется процесс бурения путем увеличения объемов бескернового бурения и использования наиболее эффективных комбинаций методов бурения сплошным забоем скважин малого диаметра, с возможностью выполнения экспресс-анализа, как в процессе бурения, так и после его завершения. Результатом работы будет не поднятый керн, а получение графика изменения содержания полезного ископаемого по глубине скважины.

Современные технические средства обеспечивают эффективное применение этого метода бурения в мягких и средней твердости породах в диапазоне глубин от 50 до 600 м. Отсутствие контакта породы, выносимой на поверхность по центральному каналу бурильной колонны, со стенками скважины и большая скорость выноса (3-5 м/с при использовании воды и 20 м/с – воздуха), при полной очистке забоя, обеспечивают высокое качество геологической информации, получаемой в результате проведения буровых работ.

В зарубежной литературе имеются сообщения, что метод бурения с пневмотранспортом раздробленной породы при бескерновом бурении эффективно применяется при разведке угля, россыпных и жильных месторождений золота, при гидрогеологических исследованиях, а также при геологических исследованиях в наносных толщах пород.

Зарубежные специалисты полагают, что при разведке рудных месторождений с низким содержанием полезного компонента, где требуется высокая точность опробования, метод бурения с двойной колонной бурильных труби опробованием по дробленным в процессе бурения фракциям породы имеет особенно большие перспективы.

Показатели опробования, полученные по дробленным фракциям породы, практически всегда выше, чем при опробовании по керну, и очень близки к результатам анализа проб, взятых непосредственно из горных выработок.

За рубежом получили промышленное распространение три технологические разновидности бурения с использованием двойных колонн: вращательный, виброударно-вращательный, вибрационный. Область применения вращательного бурения – мягкие породы аллювиальных отложений и породы средней твердости, типа известняков, сланцев, песчаников, конгломератов, карбонатных пород и зон выветривания кварцитов и джеспилитов. Виброударно-вращательный метод эффективен при разбурировании гравийно-галечниковых отложений, вибрационный – донных отложений морей и океанов в зоне шельфа.

Наиболее распространен вращательный метод. При бурении с выносом разрушенных фракций породы через двойную колонну в мягких и средней твердости породах и даже твердых в качестве породоразрушающего инструмента применяются лопастные и шарошечные долота и при незначительных изменениях в конструкции низа бурильной колонны погружные пневмаударные машины. При бескерновом бурении возможно увеличение в породах средней твердости, т.к. исключается самозаклинивание керна в центральном канале бурильной колонны или в коронке. Для вращательного бурения применяют двойные бурильные трубы диаметром от 48 до 114 мм с соединением труба в трубу и замковыми.

При бурении геологоразведочных скважин с пневмотранспортом разбуренной породы наибольшее распространение получили двойные бурильные трубы диаметром 114 мм и несколько реже диаметром 89 и 101,5 мм, что, вероятно, обусловлено стойкостью породоразрушающего инструмента, при бурении сплошным забоем трубы меньших диаметров пока применяют весьма ограниченно. Колонны с гладкоствольными соединениями следует использовать при геологоразведочном бурении на твердые полезные ископаемые, а колонны с замковыми соединениями – при гидрогеологическом бурении.

В двойных бурильных трубах с замковым соединением диаметр центрального проходного канала больше, чем в трубах с гладкоствольным соединением.

Для вращательного бурения с выносом выбуренной породы с забоя очистным агентом через двойную концентрическую колонну труб характерно значительное превышение разбуриваемой площади забоя по отношению к площади проходного канала колонны труб, через который удаляется выбуренная порода. Это обусловлено как конструктивными возможностями, так и технологической необходимостью обеспечить зазор между стенками скважины и колонной бурильных труб с целью уменьшения трения колонны о породу.

Конструкция двойной бурильной колонны может быть оценена по отношению площади забоя к площади центрального проходного канала и площади кольцевого сечения между наружной и внутренней трубами к площади центрального канала. В первом случае уменьшение этого отношения свидетельствует о большой пропускной способности колонны и более эффективной очистке забоя. Во втором случае, если отношение меньше единицы, возрастают потери давления в кольцевом зазоре и расход очистного агента, необходимого для создания скорости, обеспечивающей вынос породы. При отношении большем единицы уменьшается диаметр керна при одновременном увеличении площади разрушения. Таким образом, при вращательном бурении с двойной колонной площадь забоя в 3-5 раз превышает площадь ее центрального канала.

Технологическая схема очистки забоя от выбуренной породы в основном предусматривает поступление очистного агента (сжатого воздуха, аэрированного раствора или промывочной жидкости) непосредственно на забой. Имеются две разновидности циркуляции очистного агента в призабойной зоне. Первая обеспечивает поступление очистного агента из межтрубного зазора двойной колонны труб через центральное отверстие породоразрушающего инструмента на забой и вынос разбуренной породы через наклонные каналы в специальном переходнике, соединяющие затрубный зазор в призабойной зоне с центральным каналом двойной концентрической колонны. Вторая предусматривает выход очистного агента из межтрубного зазора двойной колонны труб через отверстие в специальной компоновке в призабойную зону и удаление разбуренной породы через центральное отверстие в долоте и далее в центральный канал.

В обеих схемах очистки забоя от выбуренной породы предусмотрена изоляция затрубного зазора несколько выше отверстий, через которые либо очистной агент попадает в призабойную зону, либо разбуренная порода – в центральный канал двойной колонны труб.

Выводы:

1. Представленный анализ литературных публикаций по теории и практике бурения с гидротранспортом керна в зарубежной практике сооружения скважин, свидетельствует о его широком применении.
2. Изучены технологические разновидности бурения с использованием двойных колонн.
3. Показаны основные направления развития и совершенствования рассматриваемой технологии бурения, которые позволяют более эффективно применять указанный метод.

УДК 622.24

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Доцент, к.т.н. Пащенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Колесников Е.С.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепронетровск, Украина)

Новые технологии и стратегия промысловых сервисных работ, созданные в течение последнего десятилетия, способствовали тому, что наиболее предприимчивые добывающие компании пришли к общему мнению о необходимости дать новую жизнь старым скважинам. Конечной целью любых «улучшающих» проектов является оптимизация добычи и экономических показателей, и сервисные компании принимают самое активное участие в достижении этой цели.

Совершенствование технологий бурения увеличило число скважин, из которых можно бурить боковые стволы с короткими и средними радиусами кривизны, а также разветвленные стволы, применяя бурильные колонны из обычных или гибких труб.

Устройство для ввода хвостовика в боковой ствол [1] содержит направляющую часть 1 (рис.1) с косым срезом 2 и боковым отверстием 3 с соплом 4

для прохода жидкости со стороны среза 2, выдвижной радиальный шток 5, расположенный со стороны бокового отверстия 3 в цилиндрической части 6, выполненной сборной. Цилиндрическая часть 6 состоит из верхнего 7 и нижнего 8 блоков, соединенных между собой выше выдвижного штока 5 шарнирным соединением 9 с каналом 10 с проходным сечением большим, чем сечение сопла 4 бокового отверстия 3. При этом в цилиндрической части 6 выше шарнирного соединения 9, позволяющего ограниченно отклонять нижний блок 8 относительно верхнего 7 в противоположную от штока 5 сторону, выполнены радиальные отверстия 11, герметично перекрытые изнутри седлом 12 бросового шарика 13. Между шарнирным соединением 9 и седлом 12 установлена пробка 14 с боковым продольным проточным каналом 15. Причем седло 12 зафиксировано относительно верхнего блока 7 в транспортном положении срезным элементом 16 и выполнено с возможностью перемещения вниз до взаимодействия с пробкой 14, герметично перекрывающей проходной канал 17 седла 12.

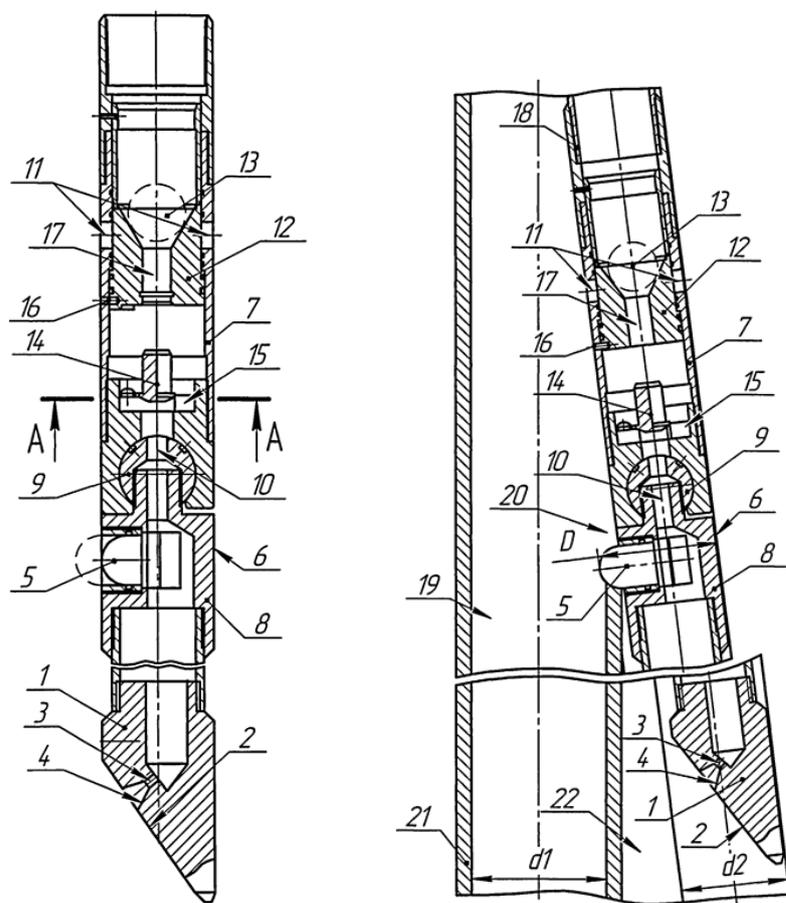


Рисунок 1 - Устройство для ввода хвостовика в боковой ствол.

Список литературы:

1. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. - М.: Недра, 1990.

УДК 622.24

О МЕТОДАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ В ПРОДУКТИВНЫХ ЗАЛЕЖАХ

студент группы РТ-14-1м

Мануел Фабиу

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепрпетровск, Украина)

При разработке нефтяных месторождений используют различные способы заводнения продуктивных пластов: Законтурное и внутриконтурное, а также их комбинации.

Особенно широко применяют поддержание пластового давления путем закачки воды в законтурную область продуктивных пластов. При законтурном заводнении воду в пласт закачивают через специальные нагнетательные скважины, которые расположены в один ряд по периметру нефтяной залежи. Важное практическое значение при законтурном заводнении имеет правильный выбор расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами, а также между нагнетательными скважинами в из ряду. Необходимо выбирать эти расстояния так, чтобы создать сплошной контур закачиваемой воды по всему периметру залежи. Вода, нагнетаемая в законтурную часть пласта, приближает источник питания к пласту и поддерживает величину пластового давления.

Условиями, благоприятствующими применению законтурного заводнения, являются: высокая проницаемость, хорошо выдержанная толщина пласта и

гидродинамическая связь нефтяной и законтурной областей (высокая их сообщаемость); наличие пластового давления выше, чем давление насыщения; отсутствие или небольшие размеры газовой шапки; отсутствие тектонических нарушений, разобщающих пласт на отдельные блоки; сравнительно крутое падение пластов, что обеспечивает четкое разделение воды, нефти и газа.

При низкой проницаемости пластов нагнетательные скважины располагают внутри контура водоносности в непосредственной близости от ряда добывающих скважин. Такой вариант законтурной законтурной закачки воды называют приконтурным заводнением. Приближение источника питания к водонефтяному контакту повышает эффективность воздействия на пласт закачиваемой воды при низкой проницаемости пород. Приконтурном заводнении фронт продвигается и достигает ближайшего ряда добывающих скважин. Как только эти добывающие скважины обводняются, добыча нефти из них прекращается, и их переводят в разряд нагнетательных скважин, а выполнившие свою роль нагнетательные скважины отключают.

Однако при разработке крупных нефтяных месторождений метод поддержания давления при помощи законтурного заводнения себя не оправдал. Дело в том, что повышенное давление, созданное нагнетанием воды, действует на два – три близлежащих скважин и не затрагивает остальную часть залежи. Если при этом извлекать нефть из центральной части, то это практически означает осуществление ее разработки без поддержания пластового давления, а это не допустимо. Если же ожидать продвижения контура водоносности и постепенно включать добывающие скважины, попадающие в зону воздействия в пласт воды, то разработка месторождения затянется на очень длительное время.

Кроме того, как показала практика, при заводнении даже после полного заводнения добывающих скважин из них удастся получить дополнительное количество нефти вследствие вымывания ее остатков в результате форсированного отбора жидкости из скважины.

Для интенсификации разработки крупных нефтяных месторождений используют различные сочетания законтурного и внутриконтурного заводнения. Например, метод, при котором нефтяную залежь искусственно разрезают на отдельные площади. В этом случае область нагнетания воды вторгается непосредственную часть залежи, а каждая искусственно выделенная площадь разрабатывается самостоятельно. При внутриконтурном заводнении число добывающих скважин, находящихся в зоне воздействия закачиваемой воды, резко возрастает. В результате дебиты скважин повышаются, увеличивается текущая добыча нефти, сокращаются сроки разработки месторождения. Используют и другие разновидности внутриконтурного заводнения: Продольное или осевое разрезание, очаговое, центральное кольцевое заводнение и т.п.

Центральное кольцевое и очаговое заводнения применяют при разработке месторождений большой площади с низкой проницаемостью пластов. Осевое заводнение используют при разработке узких залежей нефти, а барьерное – в пологозалегающих пластах. При барьерном заводнении нагнетательные скважины бурят вдоль газонефтяного контура. Созданный при закачке водяной барьер отсекает газовую шапку от нефтяной залежи.

При заводнении любого типа необходимо поддерживать такой режим закачки воды, при котором объем воды, нагнетаемой режим закачки воды, при котором объем воды, нагнетаемой в пласт, будет равен объему жидкости и газа, извлеченных из пласта. Число нагнетательных скважин при заводнении любого типа определяется общим объемом воды, который надо закачивать в пласт, и приемистостью нагнетательных скважин при соответствующих давлениях нагнетания воды.

Большое внимание при поддержании пластового давления методами заводнения пластов надо уделять качеству воды. Для заводнения используют воду рек, озер, морей, а также воду из водоносных горизонтов. Природные пресные воды содержат различные минеральные соли, а также микроорганизмы и механические примеси (песок, ил и др.), количество которых колеблется в зави-

симости от года. Механические примеси и микроорганизмы имеют, как правило, размеры того же порядка, что поры и поровые каналы, поэтому при закачивании такой воды поры и каналы в пласте закупориваются и приемистость нагнетательных скважин быстро падает.

Для заводнения нефтяных пластов во многих нефтяных районах широко используют сточные воды. Так называют в основном пластовую воду, добываемую совместно с нефтью. По химическому составу сточные воды являются высокоминерализованными, содержащими различные соли. Кроме солей в них содержатся: нефть в виде пленок, газ (сероводород, углекислота), механические примеси (частицы песка, глины, окислы железа и т.п).

Использование сточных вод – важное мероприятие, позволяющее экономить пресную воду, дефицит которой возрастает, и является действенным средством охраны окружающей среды, так как сброс сточных вод в водоемы и реки недопустим по санитарным нормам.

Выводы:

1. Рассмотрены основные методы поддержания пластовой энергии посредством закачки воды в законтурную область продуктивных пластов.
2. Изучены технологические разновидности методов закачки воды в законтурную область продуктивных пластов.

УДК 622.24

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Доцент, к.т.н. Пашенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Карпов А.Р.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепрпетровск, Украина)

Опыт борьбы с поглощениями буровых и тампонажных растворов показывает, что успех изоляционных работ в значительной мере определяется качеством применяемых тампонирующих смесей.

Наиболее распространенным методом изоляции поглощающих пластов является закачка в скважину цементной смеси, приготавливаемой на поверхности. Технологические условия применения таких смесей и основное их назначение предъявляют противоречивые требования к структурно-механическим свойствам тампонирующих растворов. Необходимо, чтобы во время приготовления и транспортировки по трубам смесь была подвижной. При поступлении смеси в каналы поглощающего пласта она должна иметь выраженную структуру, прочность которой быстро возрастает и через 8-10 ч выдерживает определенную нагрузку, т.е. смесь должна пройти ряд превращений, изменяя в определенные моменты свое состояние от жидкотекучего до твердого с определенными физико-механическими характеристиками.

В целях совершенствования способа подачи тампонажной смеси в поглощающий пласт снизу вверх разработано устройство, представляющее собой хвостовик, установленный внутри пакера. На нижнем конце хвостовика закреплены манжеты по диаметру ствола скважины, которые обеспечивают перемещение хвостовика снизу вверх под действием давления по мере заполнения зоны поглощения тампонажной смесью. Благодаря этому обеспечен контроль за результатом заливки до разбуривания цементного моста, так как поступление тампонажной смеси в зону поглощения осуществляется снизу вверх, а перемещающийся хвостовик позволит произвести опрессовку или повторную заливку

зоны поглощения без подъема бурильных труб и пакеров, поскольку нижний конец хвостовика после заливки будет расположен над цементным мостом.

На рис. 1 изображен общий вид этого устройства. Оно состоит из гидравлично-механического пакера, включающего в себя переводник 1, пакерующий элемент 3, якорное устройство 5 и хвостовик 6, подвижно установленный в стволе пакера 4. Сверху хвостовик имеет упорную гайку 2, а снизу к нему с помощью муфты 7 присоединен корпус 8 с манжетами 10. При спуске в скважину манжеты предохраняются кожухом 9 и башмаком 11, закрепленным на корпусе с помощью срезаемых штифтов 12. Снизу башмак имеет отверстие 13, которое после спуска устройства в скважину перекрывается шаром. Кожух, башмак и шар изготавливают из разбурываемого материала (дюралюминия).

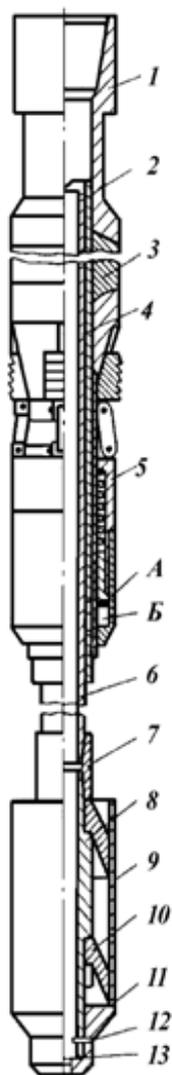


Рисунок 1 –
Устройство для
тампонажа

Зона поглощения с помощью описанного устройства изолируется следующим образом. Тампонажная смесь в необходимом количестве закачивается и продавливается через бурильные трубы и хвостовик к зоне поглощения. По мере заполнения ствола скважины и поглощающих каналов тампонажной смесью 8 под манжетами 7 создается некоторый перепад давления, под действием которого манжеты и хвостовик перемещаются вверх.

Чтобы извлечь устройство из скважины, бурильные трубы медленно поднимают, пружина возвращает плашки вниз, а гайка 2, увлекает за собой хвостовик с манжетами. Поскольку манжеты при подъеме не защищены, то они могут быть разрушены. Поэтому при спуске в другую скважину хвостовик снабжается новыми манжетами, кожухом и башмаком.

Список литературы:

1. Абабакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т.Т.2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 494 с.

УДК 622.24

ВОПРОСЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ЗОНАХ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА

студент группы РТ-14-1м

Черноусов Д.С.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепрпетровск, Украина)

Продуктивный пласт многократно подвергается воздействию бурового раствора как на стадии ведения поисковых и разведочных работ, так и в процессе разбуривания залежи, а затем и в продолжение всего периода эксплуатации, вплоть до полной выработки пласта.

Результаты многолетних исследований, проводимых как в лабораторных, так и в промысловых условиях, показали, что воде и глинистые частицы, входящие в состав бурового раствора, во всех случаях отрицательно влияют на проницаемость пласта. Степень влияния зависит от проницаемости и трещиноватости пласта-коллектора, его вещественного состава, значений пластового давления и температуры, противодействия на пласт, развиваемого в процессе вскрытия, проведения спуско-подъемных операций, цементирования эксплуатационной колонны. Очевидно, степень отрицательного влияния на пласт зависит также от качества бурового раствора, продолжительности вскрытия пласта.

Промысловая практика показывает, что во всех случаях проникновение в пласт фильтрата и твердой фазы бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства. Это находит отражение в удлинении сроков освоения скважин, снижении их производительности, неравномерности выработки залежей, снижении нефтеотдачи, а на разведочных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и снижена эффективность геологоразведочных работ. Глубина проникновения фильтрата и твердой фазы бурового раствора и их количество при прочих равных условиях в значительной степени определяются перепадом давления на пласт в процессе его вскрытия. Как правило, продуктивные пласты вскрывают с давлением, значительно превышающим пластовое. Избыточное давление на ряде месторождений достигает до 20 МПа. Естественно, при таком избыточном давлении в пласт проникает огромное количество фильтрата и бурового раствора, в особенности при продолжительном вскрытии и применении буровых растворов недостаточно высокого качества с высоким показателем фильтрации. Указанное усугубляется при значительных колебаниях давления на стенки скважины в процессе спуско-подъемных операций. Интенсивность колебаний гидродинамического давления возрастает с увеличением глубины скважины, скорости подъема или спуска буровой колонны, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора и с уменьшением зазора между стенкой скважины и буровой колонной.

Чем выше качество исполнения работ по вскрытию продуктивного пласта путем бурения и перфорации, а также качество цементирование эксплуатационной колонны, чем лучше и надежнее учтены в конструкции скважины оптимальные условия вскрытия пласта, освоения скважины и проведения ремонтно-изоляционных работ, тем выше надежность эксплуатации залежи в целом и по каждой скважине в отдельности, тем меньше непроизводительные затраты времени на устранение недостатков, связанных с некачественным заканчиванием скважин.

Можно утверждать, что первым этапом положительного решения проблемы повышения степени извлечения нефти и газа из недр Земли является повышение качества вскрытия пласта и заканчивания скважин в целом. Вследствие этого тщательное изучение характеристики пласта и свойств насыщающих его жидкостей, исследование всех факторов, отрицательно влияющих на фильтрационную характеристику пласта, разработка системы мероприятий по сохранению естественных характеристик пористой среды должны быть начаты на стадии поисковых и разведочных работ. В этот период внимание должно быть сконцентрировано на всестороннем изучении нефтяных и газовых залежей с привлечением гидродинамических, геофизических и других способов исследований.

Продуктивные пласты нефтяных и газовых месторождений представлены коллекторами гранулярного, трещинного и смешанного типов. Размер фильтрационных каналов варьирует от долей микрона до нескольких сантиметров (каверны и трещины). Разнообразен минералогический состав пород коллектора - кварцевые и полимиктовые песчаники, алевролиты, аргиллиты, карбонатные породы. Некоторые минералы взаимодействуют с буровым раствором, в результате чего изменяются параметры фильтрационных каналов. Нефтегазные пласты всегда содержат воду, насыщенную различными веществами, при взаимодействии которых с буровым раствором, или его фильтратом могут образовываться осадки, закупоривающие фильтрационные каналы. Продуктивные пласты при бурении вскрывают как на стадии проведения поисково-разведочных работ, так и при разбуривай залежи с целью ввода ее в эксплуатацию, в основном с применением глинистого бурового раствора на водной основе (нормальной плотности или утяжеленного мелом, баритом, гематитом).

В настоящее время все эти особенности, к сожалению, не учитываются в процессе вскрытия пласта, так как промежуточный результат - успешное окончание бурения скважины - пока является основным показателем деятельности буровых предприятий.

Анализ состояния вскрытых нефте- и газоносных пластов на разведочных и эксплуатационных площадях, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды позволяют сделать вывод о том, что продуктивные пласты в основном вскрывают без учета геолого-физических свойств коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

Основная цель геологоразведочных работ на нефть и газ заключается в установлении истинной нефтегазоносности и коллекторских свойств продуктивных пластов. Эта цель достижима только при качественном вскрытии и опробовании пластов.

Необходимо применять такие способы вскрытия и опробования перспективных участков разреза, при которых сохранялось бы естественное состояние коллектора и, следовательно, были получены достаточно надежные результаты опробования на промышленный приток нефти и газа.

Только такие данные, которые отражают фактическое состояние коллектора, могут быть использованы для оценки общих и извлекаемых запасов нефти и газа. Недостаточный учет геолого-физических свойств коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его флюидов в процессе бурения может привести к совершенно неправильным выводам об истинной нефтегазоносности объекта и даже к тому, что некоторые продуктивные пласты в разрезе могут быть пропущены.

В нефтепромысловой практике встречается немало фактов, когда скважины, при бурении которых отмечались интенсивные нефтегазопроявления, после ввода их в эксплуатацию либо совсем не давали притока нефти и газа, либо имели очень низкую производительность. Подобное положение значительно снижает технико-экономические показатели разработки отдельных залежей и сдерживает своевременное выявление нефтегазоносности на перспективных площадях.

В определенных условиях в пласт может проникать часть выбуренной породы. Объясняется это тем, что при использовании глинистого раствора отделение частиц породы от поверхности забоя затрудняется вследствие скопления на забое слоя глинистого шлама. При этом ослабевает ударное воздействие долота и происходит повторное измельчение уже сколотой породы. В таких условиях естественно предположить, что часть шлама может проникнуть в пласт, в особенности, если последний представляет собой трещинный коллектор.

Выводы:

1. Промысловая практика строительства скважин показывает, что во всех случаях проникновение в пласт фильтрата и твердой фазы бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства.
2. Непосредственно на стадии поисковых и разведочных работ должны быть предприняты мероприятия по сохранению естественных характеристик пористой среды.
3. Необходимо совершенствование как существующих методов разработки нефтяных залежей, так и разработка прогрессивных технологий.

УДК 622.24

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Доцент, к.т.н. Пашенко А.А., ст.гр. РТ-14с, Костерин О.В.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепрпетровск, Украина)

Источником энергии забойных двигателей является поток бурового раствора. Существуют два основных типа забойных двигателей: турбина, принцип действия которой подобен принципу осевого или центробежного насоса; винтовой забойный двигатель (ВЗД).

Конструкция двигателей полностью отличается друг от друга. Турбины широко применялись несколько лет тому назад. Однако усовершенствование конструкции долот и ВЗД привело к тому, что в настоящее время турбины применяются только в особых (специальных) случаях.

Винтовой забойный двигатель - обратный по своему действию насосу Мойни. Жидкость прокачивается через протяженные кривые поверхности. Сила движения жидкости заставляет вал вращаться внутри статора (рис. 1). Сила вращения затем передается через шарнир к приводному валу и, далее, к долоту.

Хромированный ротор имеет спирально-винтовую форму. Стальной корпус статора изнутри покрыт сложным резиновым эластомером со спиралеобразные углубления. Эти углубления на статоре подогнаны под выемки ротора, но количество их на одну единицу больше чем на роторе. Ротор со статором в сборке образуют протяженное уплотнение вдоль точек контакта.

Текущее техническое решение обеспечивает предохранение деталей двигателя от поломки в случае возникновения чрезмерного повышения вращающего момента, например, при заклинивании долота в скважине.

Задачей является создание статора винтового забойного двигателя, который повышает надежность двигателя, предохраняя детали двигателя от поломки в случае чрезмерного повышения вращающего момента.

Поставленная задача решается за счет того, что в известном статоре винтового забойного двигателя, содержащем полый корпус, установленную внутри полого корпуса профилированную оболочку, профиль которой выполнен в виде винтовых зубьев, а к внутренней поверхности оболочки прикреплена эластомерная обкладка. Профилированная оболочка установлена с зазором к внутренней поверхности полого корпуса статора, а во впадинах профилированной оболочки закреплен жесткий элемент.

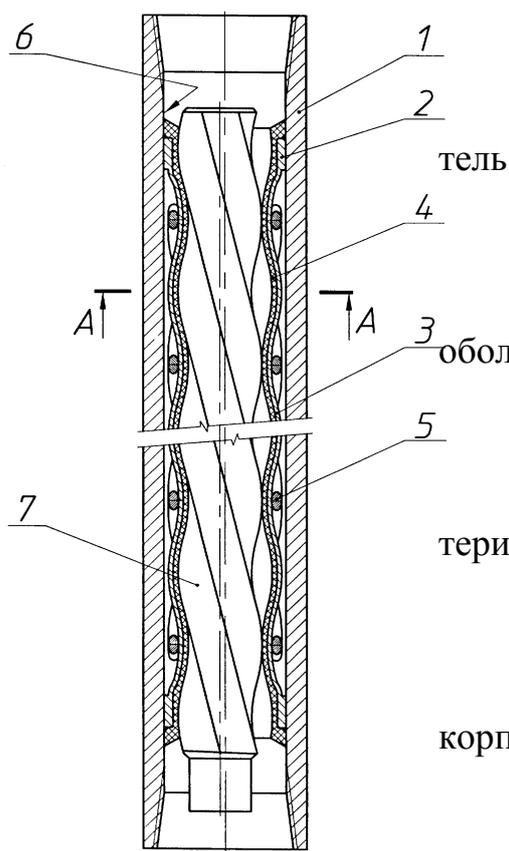


Рисунок 1 - Винтовой забойный двига-

- тель
- 1 - полый корпус;
 - 2 - тонкостенная профилированная оболочка;
 - 3 - профильная часть;
 - 4 - обкладка из упругоэластичного материала;
 - 5 - жесткий элемент;
 - 6 - внутренняя поверхность полого корпуса;
 - 7 - ротор с винтовыми зубьями.

Кроме того, закрепленный во впадинах профилированной оболочки жесткий элемент выполнен в виде цилиндрических прутков, диаметр которых равен высоте винтовых зубьев.

Такое выполнение статора позволяет предохранить детали винтового забойного двигателя от поломок в случае чрезмерного возникновения крутящего момента, так как при повышении крутящего момента увеличивается давление в статоре, что приводит к диаметральному расширению тонкостенной оболочки. При этом между зубьями ротора и статора появляется зазор, через который происходит сброс избыточного давления, благодаря чему крутящий момент снижается, позволяя предохранить детали двигателя от поломки.

Литература:

1. Гильязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», 2002. – 255 с.

УДК 622.24

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ

студент группы ГРгр-12-1

Лукьяненко Н.В.

(Государственный ВУЗ "Национальный горный университет", г. Днепропетровск, Украина)

В настоящее время наибольшее распространение получил буровзрывной способ проходки как геологоразведочных, так и эксплуатационных горных выработок. Одним из основных технологических процессов этого способа есть бурение технических скважин. Для повышения эффективности бурения скважин необходимо как совершенствование буровой техники так обобщение и распространение передового опыта применения станков, технологии бурения, выбора рационального типа и параметров бурового инструмента. При создании буровых установок необходимо обоснование выбора их параметров, а при проектировании буровых работ нужен расчет показателей. Показатели работы станков зависят от типа и параметров бурового инструмента, который используется для разрушения горных пород. Научно-технический прогресс в отрасли бурения взрывных скважин базируется в целом на создании мощных высокопроизводительных агрегатов.

Ведущую роль на мировом рынке бурового оборудования играют фирмы США, Швеции и Австралии.

Буровзрывные работы представляют собой совокупность операций по бурению шпуров (или взрывных скважин), заряджению и взрыванию. Позитивность буровзрывного способа – мгновенное выделение огромного количества энергии, направленного на разрушение массива пород. На проходческих работах используют механические средства бурения шпуров и скважин. При меха-

нических способах бурения шпуров порода разрушается твердосплавным инструментом – буровыми резцами, коронками, долотами. Основными механическими способами бурения взрывных скважин используемых на заграничных шахтах являются ударно-вращательный и вращательный.

Ударно вращательный способ характеризуется тем, что удары наносятся по буровому инструменту, который непрерывно вращается, разрушая забой шпура. При вращательном бурении разрушение забоя взрывной скважины осуществляется путем резания и истирания его породоразрушающим инструментом.

Компания Sandvik Tamrock предлагает многоцелевую установку LHD, которая может быть использована в подземных горных выработках небольшого поперечного сечения. В качестве привода используется электрический двигатель, который питается от троллейной контактной сети с напряжением 1000 В. Установка способна: бурить взрывные скважины ударно-вращательным способом в любом направлении; бурить вращательным способом скважины для установки анкерного крепления; бурить скважины для прокладки кабеля; по специальному заказу может быть оборудована эффективной системой охлаждения, что очень важно при ее использовании в сверхглубоких шахтах. Все оборудование модели LHD смонтировано на колесно-рельсовой тележке.

В 2012 году на мировом рынке горного оборудования появилась установка Simba компании Atlas Copco. Установка состоит из двух машин вращательного и ударно-вращательного бурения с гидроударником, двух стреловидных манипуляторов, пульта управления, маслостанции, колесно-рельсовой ходовой части и электродвигателя. Модель многофункциональна и позволяет: автоматически размечать шпуры; сооружать взрывные скважины глубиной до 3-х метров диаметром 51-89 мм ударно-вращательным способом; бурить разведочные скважины из подземных выработок в любом направлении; бурить скважины под установку штанговых стержней; сооружать бетонное крепление, для этого она оснащена цементно-смесительной машиной и специальным рукавом для

перекачивания цементного раствора. Установка имеет высокую степень автоматизации и механизации, а также может быть включена в систему шахтной навигации и шахтной плановой сети.

В практике геологоразведочных работ наклонные стволы сооружают редко, в основном для разведки неглубоко залегающих месторождений с небольшим углом падения на стадии предварительной или детальной разведки. В отдельных случаях возникает необходимость в проведении разведочных уклонов или небольших наклонных штолен. Сооружение наклонных выработок, с точки зрения технологии и организации выполнения процессов проходческого цикла во многом подобно проведению горизонтальных. Вместе с тем существуют и существенные отличия, обусловленные наклонным положением выработки в пространстве. Наиболее эффективным способом сооружения таких выработок является бурение скважин большого диаметра. Преимуществами этого метода является безопасность труда, отсутствие рабочих в выработке, которая сооружается и механическое разрушение породы. Скважинам большого диаметра присуща высокая степень стойкости из-за того, что они имеют гладкую поверхность и во многих случаях не требуют крепления. Фирма Rusbor предлагает установку 73 RM-VF, предназначена для бурения восстающих выработок диаметром от 1800 до 3100 мм Привод установки электрический, с системой питания как постоянным, так и переменным током.

Проведение вертикальных стволов шахт осуществляется бурением с разрушением всего забоя, при этом полностью механизированы все процессы по разрушению и транспортировке породы, а также исключается подземный труд рабочих. Этот метод предоставляет возможность сооружать стволы в неустойчивых и очень обводненных породах.

Фирма Rusbor предлагает установку модели HG 330 SR, которая позволяет бурить шахтные стволы номинальным диаметром 8500 мм на глубину более чем 1000 м реактивно турбинным способом.

Выводы:

1. Для повышения эффективности бурения скважин необходимо как совершенствование буровой техники так обобщение и распространение ведущего опыта применения станков, технологии бурения, выбора рационального типа и параметров бурового инструмента.

2. При создании буровых установок необходимо обоснование выбора их параметров, а при проектировании буровых работ нужен расчет показателей.

3. Показатели работы станков зависят от типа и параметров бурового инструмента, который используется для разрушения горных пород.

4. Научно-технический прогресс в отрасли бурения на карьерах и в подземных горных выработках базируется в целом на создании мощных высокопроизводительных агрегатов вращательного действия и соответствующего породоразрушающего инструмента.