

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Казахский национальный исследовательский технический университет
им.К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

УДК 622.24 (043)

на правах рукописи

ШАРАУОВА АЙЗАДА БАЛТАГАЛИЕВНА

Идентификация модели буримости и прогнозирование показателей
бурения горных пород (на примере месторождения Узень)

6D070800-Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание академической степени
доктора философии PhD

Научные консультанты:

доктор технических наук, профессор Федоров Б.В.
д.т.н., профессор Хузина Л.Б. (Татарстан)

Республика Казахстан
Алматы 2018

Содержание

Введение	6
1 Долота PDC, их конструкция, принцип работы и область применения	11
1.1.Конструкция и принцип работы PDC-долот	11
1.2 Конструкция PDC-резцов и корпусных элементов долот	17
1.3 Сравнительный анализ конструкции шарошечных и PDC долот	20
1.4 Классификация PDC-долот международной ассоциации буровых подрядчиков	22
1.5 Сравнительный анализ механизма износа шарошечных и PDC долот	24
1.6 Гидравлика PDC-долот	27
1.7 Технология применения PDC-долот	31
1.8 Горно-геологические условия использования PDC-долот для бурения скважин на месторождении Узень	34
Выводы по разделу 1	36
2 Существующие модели буримости и их рациональный выбор для конкретных условий месторождения Узень	37
2.1 Критерии эффективности режима бурения	37
2.2 Влияние режимных параметров на механическую скорость бурения	40
2.3 Существующие модели буримости	47
Выводы по разделу 2	54
3 Разработка модели буримости долотами PDC при строительстве нефтегазовых скважин на месторождении Узень	55

3.1 Разработка модели начальной скорости бурения долотами PDC	55
3.2 Закономерность снижения скорости бурения долотами PDC в процессе проходки скважин	60
3.3 Состояние буровых работ на месторождении Узень	63
Выводы по разделу 3	80
4 Технологические особенности применения долот PDC для бурения скважин	81
4.1 Сравнительная оценка стоимости 1м скважины по основным эксплуатационным расходам долотами PDC и шарошечными долотами	81
4.2 Оптимизация технологии бурения долотом PDC на заключительном (4-ом) рейсе	83
4.3 Состав бурового раствора при проходке скважин на месторождении Узень и совершенствование его свойств	90
4.4 Взаимосвязь плотности и расхода бурового раствора с моделью буримости горных пород	96
4.5 Сравнительная оценка затрат мощности на разрушение забоя скважины долотами PDC и шарошечными долотами	101
Выводы по разделу 4	104
Заключение	106
Список использованной литературы	108
Приложение А	114
Приложение Б	116

Нормативные ссылки

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:
Закон Республики Казахстан «О науке» от 18.02.2011 г. № 407-IV ЗРК;
ГОСО РК 5.04.034-2011: Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан. Послевузовское образование. Докторантура. Основные положения (изменения от 23 августа 2012 г. № 1080);
Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года № 127;
межгосударственные стандарты: ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.).
Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;
ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание.
Общие требования и правила составления.

Определения, обозначения и сокращения

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями:

PDC -polycrystalline diamond cutter bits (поликристаллическое алмазное долото)

Эксколонна - эксплуатационная колонна

ПАА- полиакриламид

М – матричный корпус

S – Стальной корпус

API- American Petroleum Institute

IADC - International Association of Drilling Contractors

ZJ-20 - мобильная буровая установка

ВЗД - винтовой забойный двигатель

Введение

При сооружении скважины любого целевого назначения всегда присутствуют три основные рабочие операции, без выполнения которых невозможно её формирование:

- разрушение (углубление) забоя скважины;
- удаление продуктов разрушения горных пород (бурового шлама) с забоя скважины на поверхность;
- укрепление неустойчивых стенок скважины от обрушения.

Если последняя операция стоит несколько особняком, то первые две тесно связаны друг с другом. Поэтому любые породоразрушающие инструменты имеют не только вооружение (рабочие элементы, непосредственно действующие на забой и его разрушающие), но и систему промывки (каналы, по которым течет промывочная жидкость и выбрасывается на разрушаемый забой) для удаления бурового шлама.

Для оценки эффективности процесса углубления скважины разрабатываются модели буримости. Последние представляют математические зависимости скорости углубления забоя скважины от основных параметров упомянутого процесса и времени взаимодействия инструмента с забоем. Модель буримости зависит от способа бурения (вращательный, ударный, ударно-вращательный), конструкции породоразрушающего инструмента (в частности, его вооружения и системы промывки), а также свойств буримых пород: их твердости, перемежаемости по твердости и абразивности.

Разнообразие геологических и физико-механических свойств буримых пород предопределяет разработку все новых породоразрушающих инструментов, отличающихся наибольшей эффективностью в конкретных горно-геологических условиях.

До недавнего времени в мягких породах применялись лопастные долота, в твердых и средней твердости породах – алмазные долота, в породах любой твердости (от мягких до крепких) – шарошечные долота. Последние обладают наибольшей универсальностью и используются при бурении горных пород самого широкого диапазона. Поэтому шарошечные долота занимают наибольший метраж в общем метраже скважин, буримых на нефть и газ. В результате в течение 1970-2010 гг. появились многочисленные модели буримости шарошечными долотами, описывающие специфику условий их применения, т. е. твердость, абразивность и перемежаемость буримых пород, класс шарошечных долот, конструкция их опор, система промывки и другие показатели.

Актуальность работы

Несмотря на резкое повышение технико-экономических показателей буровых работ с применением долот PDC и винтовых забойных двигателей для их вращения, модель буримости, учитывающая горно-геологические

условия месторождения, отсутствует. В свою очередь без модели буримости невозможно прогнозировать показатели бурения (скорость углубления забоя в любой момент времени использования инструмента и стойкость последнего). Актуальность исследований в этом направлении не вызывает сомнений, так как они направлены на разработку модели буримости долотами PDC, что позволит оптимизировать буровой процесс, прогнозировать его показатели, снизить стоимость бурения и в целом стоимость сооружения скважин.

Целью диссертационной работы является разработка математической модели буримости PDC-долот на примере её применения на месторождении Узень, и на основе разработанной модели - выдача рекомендаций по прогнозированию показателей и оптимизации бурового процесса.

Основная идея работы заключается в том, что:

1) при разработке модели буримости учитывался степень уменьшения ресурса каждого долота PDC, который был зарегистрирован ранее при бурении предыдущих интервалов скважин.

2) В связи с большой стойкостью PDC-долот при разработке модели буримости следует учитывать, что одно долото может быть использовано в нескольких скважинах до его полного износа.

Основные задачи исследований

1. Анализ конструкции, технологии и области применения PDC-долот. Для решения первой задачи проанализированы путем сравнения конструкции и технологии шарошечных и PDC долот. Показано, что долота PDC относятся к безопорным, они проще по конструкции и весьма эффективно применяются при бурении мягких неабразивных пород.

2. Анализ существующих моделей буримости и обоснование выбора метода разработки модели для PDC-долот. Для решения второй задачи проанализированы существующие модели буримости, которые относятся к шарошечным долотам и выбрана модель, которая в наибольшей мере учитывает специфику бурения PDC долотами, т.е. бурение в режиме резания.

3. Хронометражные наблюдения за производительностью бурения и уменьшением ресурса работы PDC-долот при углублении скважины под эксплуатационную колонну (наибольший метраж бурения) на месторождении Узень. Для решения этой задачи проведены измерения скоростей бурения PDC долотом через фиксированные интервалы времени использования инструмента.

4. Группировка данных по производительности PDC-долот в зависимости от времени их использования при бурении. Обработка полученных данных методами математической статистики с определением корреляционной связи между скоростью и временем использования долота.

5. Определение степени уменьшения ресурса работы PDC-долот после бурения каждого интервала под эксплуатационную колонну путем измерения скорости бурения в конце и начале интервала проходки.

6. Построение математической модели буримости PDC-долот для условий бурения скважин на месторождении Узень. С этой целью определяются теоретически и экспериментально начальная скорость бурения, темп ее уменьшения и показатель бурения, в которую возводится время бурения.

7. Разработка методики прогнозирования показателей процесса бурения и его оптимизации при использовании PDC-долот. Эта задача решается путем исследования стоимости одного метра бурения по статьям основных эксплуатационных расходов на минимум и определения соответствующего времени подъема долота на заключительном этапе его использования.

8. Совершенствование технологических свойств буровых растворов при использовании долота PDC. Эта задача была решена путем исследования технологических свойств раствора, в частности концентрации реагента ПАА.

Объект исследования – горно-геологические условия бурения нефтегазовых скважин на месторождении Узень.

Методы решения задач

Для решения поставленных задач был принят комплексный метод исследований, содержащий обобщение и анализ литературных источников, натурные и хронометражные наблюдения, обработка собранных данных об использовании PDC-долот методами математической статистики, методы математического моделирования и оптимизации, технико-экономический анализ, а также экспериментальные исследования технологических свойств буровых растворов, применяемых при бурении долотами PDC.

Научные положения и результаты, вынесенные на защиту:

1. Математическая модель буримости PDC-долот (для месторождения Узень) представляет две сопряженные параболические зависимости, причем в начальный период использования долот зависимость имеет вогнутую форму, а в более поздний и заключительный период – выпуклую форму.

2. Минимизация стоимости 1 м скважины с применением долот PDC достигается поиском соответствующего оптимума с использованием разработанной математической модели буримости для упомянутых долот.

3. Степень уменьшения ресурса работы PDC-долот равна отношению скоростей бурения в конце интервала времени углубления скважины к скорости бурения в начале этого интервала.

Обоснованность и достоверность научных положений выводов и рекомендаций подтверждается:

- представительным объемом данных хронометражных наблюдений за производительностью и износом PDC-долот.

- достаточно точным прогнозированием показателей бурения PDC-долотами по полученной модели буримости в сравнении с соответствующими фактическими данными.

- реализацией рекомендаций диссертационной работы на производстве с получением реального экономического эффекта.

Научная новизна результатов работы заключается в следующем

1. Получена теоретическая формула для определения скорости бурения долотом PDC, которая связывает функционально геометрию PDC резцов и размеры инструмента, осевую нагрузку и частоту вращения, а также твердость буримой породы. Выведенная формула получила подтверждение на практике.

2. Резкое снижение скорости бурения долотами PDC на заключительном этапе его уменьшения ресурса работы долота объясняется тем, что площадь контакта вооружения резко возрастает и состоит из площадей сечения алмазного слоя, твердосплавной основы и площадки сечения самого твердосплавного резца, который также начинает изнашиваться.

3. Для месторождения Узень по одной методике разработаны математические модели буримости для долот PDC и ранее применявшихся на месторождения Узень шарошечных долот. Сравнение этих породоразрушающих инструментов по основным показателям показал, что PDC-долота по производительности превышают шарошечные долота в 1,8-2 раза, а по стойкости инструмента – в 7 раз.

Научно-практическая ценность работы состоит в разработке методики моделирования углубления скважины долотами PDC, разработке рекомендаций по определению степени уменьшения ресурса работы долот и прогнозированию их показателей в зависимости от времени работы на забое скважины, а также в совершенствовании рецептуры буровых растворов, применяемых для промывки скважин на месторождении Узень.

Реализация работы. Рекомендации внедрены для практического применения в технологии сооружения нефтедобывающих скважин на месторождении Узень.

Апробация Основные положения работы доложены и обсуждены на международных конференциях: в Ташкенте («Инновация-2017») в г. Краснодаре («Булатовские чтения», 2017), Алматы («Сатпаевские чтения», 2017).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 9 научных работ, в том числе 4 – в научных изданиях, рекомендуемых комитетом по контролю в сфере образования и науки, 2 – в научных журналах, входящих в информационную базу компании Scopus, 3 – в материалах международных конференций.

Основные положения диссертации опубликованы в работах:

1. О модели буримости нефтегазовых скважин долотами PDC на месторождении Узень (ис. Вестник КазННТУ, 2017 № 1 стр. 84-90).

2. Development of the model of petroleum well boreability with PDC bore bits for Uzen oilfield (the Republic of Kazakhstan) (Украина, Харьков, Украина 2017).

3. Математическая модель процесса бурения долотами PDC. (Труды «Инновация-2017»).

4. Моделирование процесса бурения скважин долотами PDC на нефтегазовом месторождении Узень (тр. «Булатовские чтения», Краснодар, Россия, 2017).
5. Модель буримости долотами PDC для проходки скважин на нефтегазовом месторождении Узень (тр. «Сатпаевские чтения», Алматы 2017).
6. Прогнозирование показателей бурения долотами PDC с использованием математической модели бурового процесса (ГОРНЫЙ ЖУРНАЛ КАЗАХСТАНА № 10 2017г. С: 36-41. (ISSN 2227-4766, г. Алматы).
7. Purification of model of well boreability by PDC bits on oil-gas field Uzen. (News of the national academy of sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of geology and technical sciences // ISSN 2224-5278, Volume 4, Number 424 (2017), 170 – 176).
8. Моделирование процесса углубления скважины долотами PDC. (Журнал НЕФТЬ И ГАЗ №4 (100) 2017г., г. Алматы, (ISSN 1562-2932).)
9. Влияние концентрации полиакриламида в буровом растворе на перепады давления при его течении. («Вестник КазНУ» № 4, 2018г., г. Алматы, ISSN - 1680 - 9211)

1 ДолотаPDC, их конструкция, принцип работы и область применения

1.1 Конструкция и принцип работы PDC-долот

Долота PDC (Polycrystalline Diamond Cutter) относятся к безопорным долотам режущего и режуще-скалывающего действия с вооружением из алмазно-твердосплавных пластинок и резцов [1](см. Рисунок 1.1).

К основным достоинствам PDC-долот относятся отсутствие в их конструкции движущихся частей, высокая износостойкость, самозатачивающее действие резцов и низкая требуемая осевая нагрузка на долото [2, стр. 176].

Для создания режущего действия необходима осевая нагрузка на долото значительно меньшая, чем для шарошечных долот при той же или большей скорости бурения. Высокая устойчивая механическая скорость бурения обусловлена острой режущей кромкой резцов, низкой скоростью их изнашивания и эффектом самозатачивания резцов во время бурения. Самозатачивание резцов происходит в результате опережающего изнашивания твердосплавной основы по сравнению с изнашиванием алмазного слоя. Высокая износостойкость вооружения обеспечивает большую проходку на долото, а отсутствие в конструкции движущихся деталей снижает риски, связанные с оставлением частей долота на забое скважины во время бурения.

Первый такой сверхтвердый резец разработала американская фирма «Дженерал электрик» в начале 70-ых годов 20 века. Затем такие резцы нашли применение во всем мире под названием долот PDC. По микротвердости они почти не уступают природным алмазам (950-1000 МПа) и лишены анизотропий. Ведущие буровые фирмы нефтедобывающих стран (США, Россия и др.) являются обладателями многочисленных патентов конструкций в стоке PDC – инструментов [4,5,6,7].



Рисунок 1.1 - Общий вид PDC-долот

PDC-долота по характеру разрушения горной породы относятся к режуще-скалывающим инструментам (см. Рисунок 1.2). Основу их вооружения составляют двухкомпонентные алмазно-твердосплавные пластинки круглой формы или резцы треугольной формы.

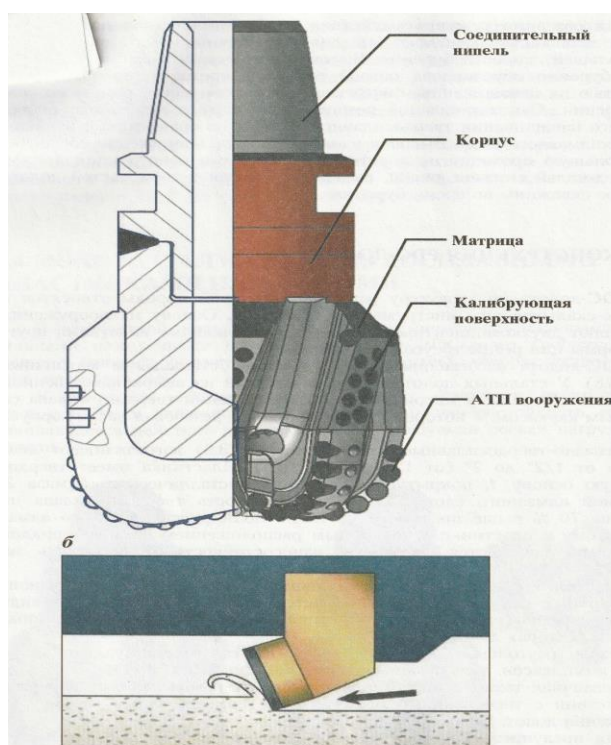


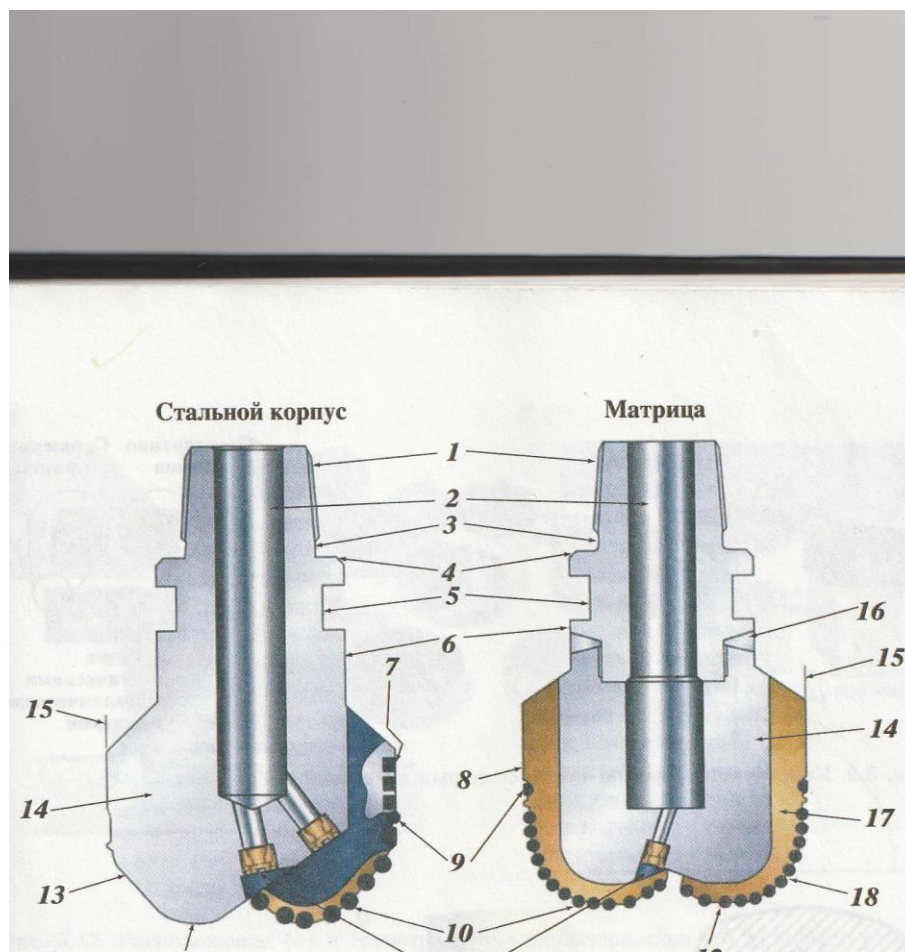
Рисунок 1.2 Элементы конструкции (а) и механизм разрушения горных пород алмазными долотами PDC (б)

PDC-долота изготавливаются двух типов [2, стр. 117]: стальные и матричные (Рисунок 1.3). У стальных долот корпус изготовлен из высококачественной легированной стали, у матричных – путем спекания твердого сплава со стальным каркасом, к которому присоединяется резьбовая часть корпуса долота.

Алмазно-твердосплавные пластинки (Рисунок 1.4) изготавливают диаметром от 1/2" до 2" (от 12,7 до 50,8 мм). Пластика имеет твердосплавную основу 1, покрытую слоем поликристаллического алмаза 2; толщина алмазного слоя 0,5-0,7 мм. Прочность твердого сплава на изгиб на 70% выше прочности на изгиб поликристаллического алмаза. Поэтому в пластинке с послойным расположением этих материалов оптимально сочетаются твердость, износостойкость и прочность на изгиб.

Пластика крепится к твердосплавной опоре методом диффузионной сварки, в результате чего получается элемент вооружения в виде зубка или резца (Рисунок 1.5), которые непосредственно крепятся к лопастям или секторам долота.

Резцы треугольной формы используются как индивидуально, так и в виде комплексов, образующих мозаичные резцы (Рисунок 1.6).



1 – соединительный ниппель API; 2 – канал шейки долота; 3 – поверхность торца ниппеля; 4 – фаска; 5 – прорезь для съемника; 6 – шейка; 7 – вставки калибра; 8 – калибровочное вооружение с алмазным армированием; 9 – резцы калибровочного вооружения; 10 – передние резцы; 11 – сменные насадки; 12 – головка; 13 – сторона или укосина; 14 – стальной корпус; 15 – калибрующий венец; 16 – наварная канавка; 17 – карбидвольфрамовая матрица; 18 – плечо; 19 – лопасти; 20 – сменные насадки; 21 – гибридные штифты, импрегнированные алмазами; 22 – прорезь для шлама; 23 – резцы, армированные поликристаллическим алмазами.

Рисунок 1.3 - Стальные и матричные PDC-долота

Мозаичная технология позволяет получить резцы любого размера в соответствии с требованиями соблюдения оптимальных геометрических параметров вооружения долот.

Для предупреждения разрушения алмазно-твердосплавных пластинок и резцов необходимо исключить в алмазном слое растягивающие напряжения. Поэтому элементы вооружения имеют тупой угол резания ($90^\circ + \alpha$). Например, для АТП угол α составляет не менее 20° . Ограничена глубина внедрения и, соответственно перегрузки резцов. Сзади могут устанавливаться опорные элементы, например, зубки из твердого сплава (Рисунок 1.7).

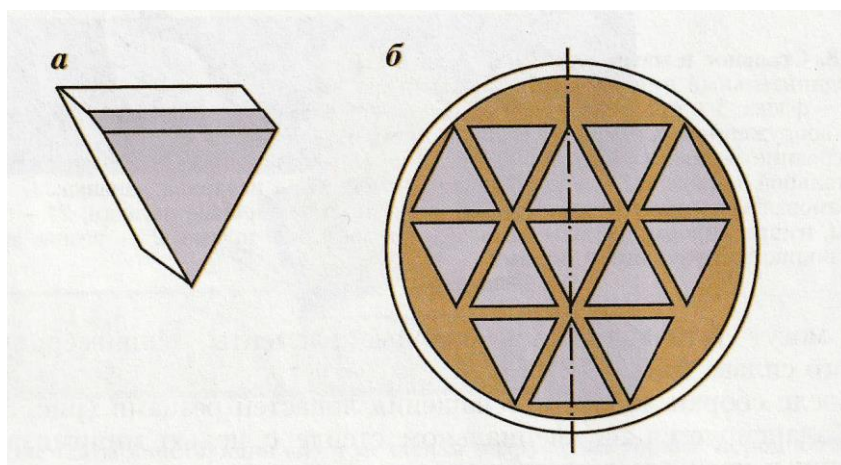
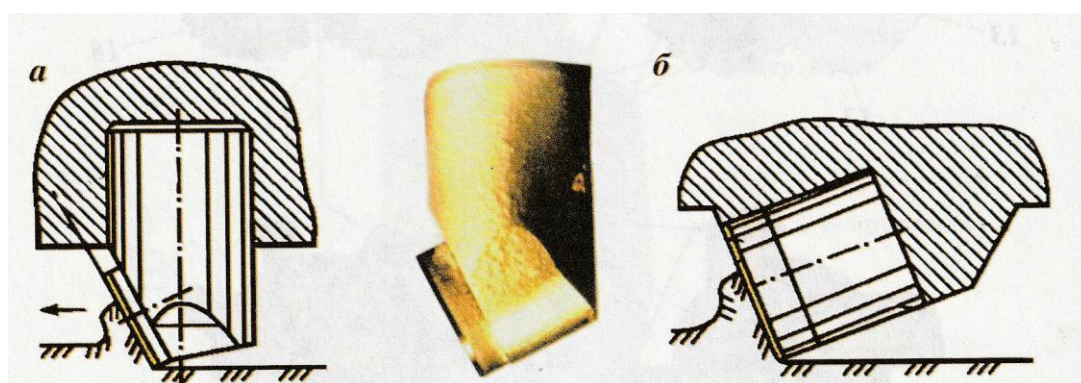


Рисунок 1.4 - Конструкция алмазно-твердосплавных пластинок

После сборки долота и оснащения лопастей резцами (Рисунок 1.8) долото балансируется на специальном стенде с целью минимизации его вибрации в процессе разрушения горной породы и, соответственно, увеличения скорости бурения и надежности долота.



а – алмазно-твердосплавный зубок; б – алмазно-твердосплавный резец

Рисунок 1.5 - Крепление алмазно-твердосплавной пластинки

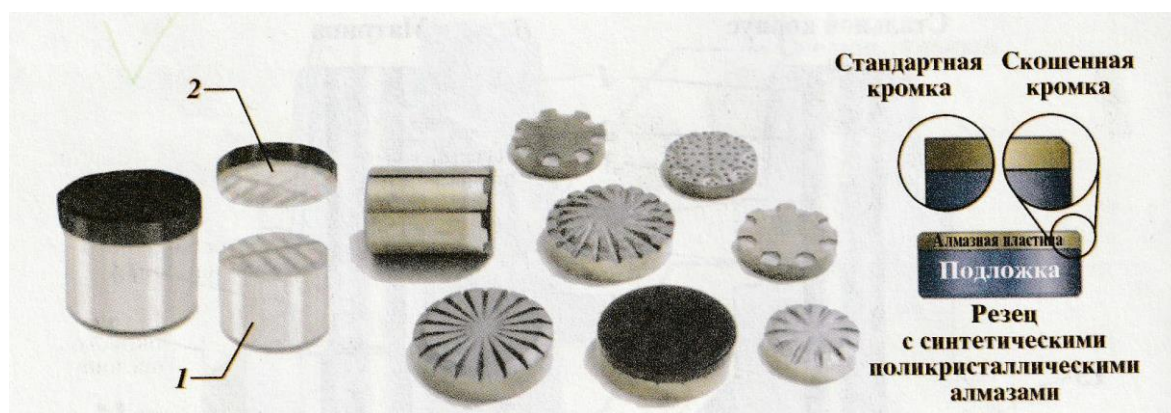


Рисунок 1.6 - Конструкция (а) и крепление (б) резцов треугольной формы

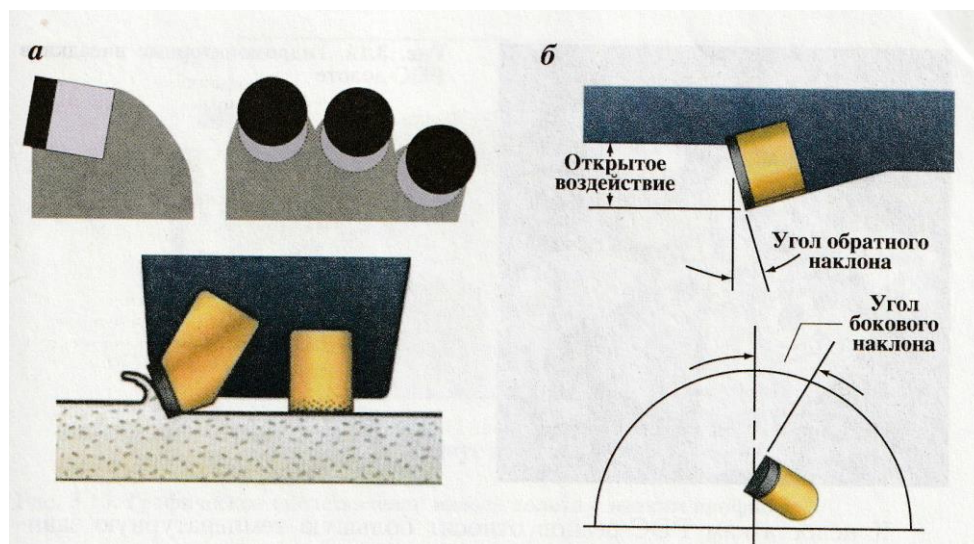
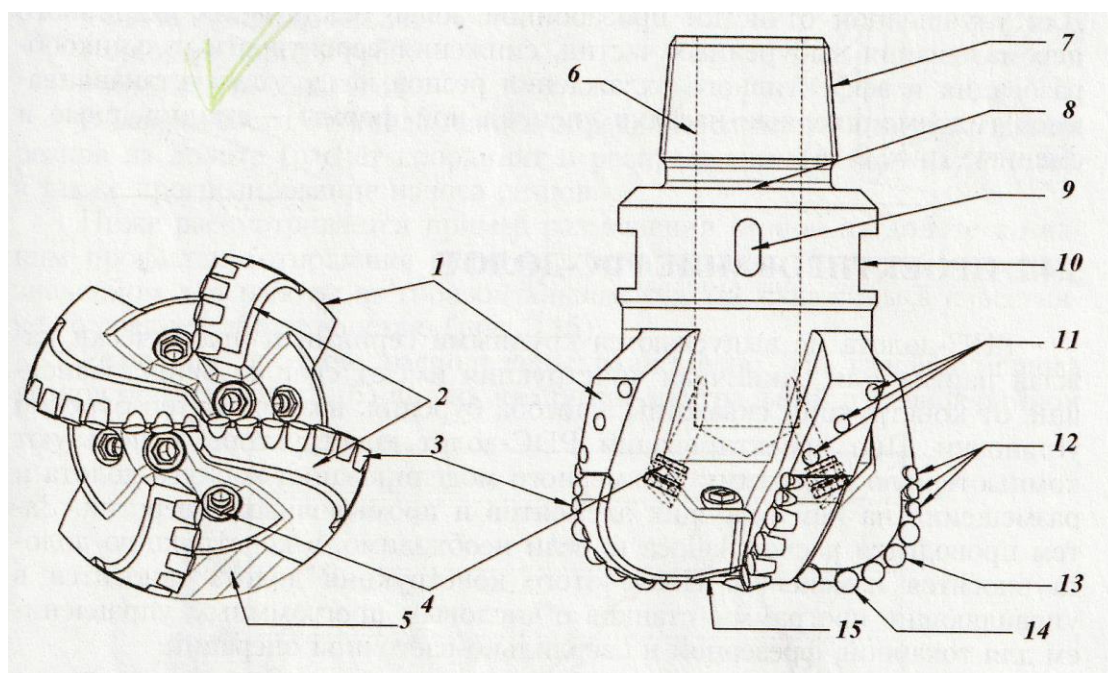


Рисунок 1.7 - Расположение (а) и геометрические характеристики (б) установки резцов PDC-долот



1 – калибрующая поверхность (gauge pod); 2 – лопасти (blade); 3 – PDC-резцы (PDC-cutter); 4 – промывочные насадки (nozzles); 5 – межлопастное пространство (junk slot area); 6 – центральный промывочный канал (shank bore); 7 – присоединительная резьба (API Pin Connection); 8 – упорный торец (make Up Face); 9 – паз с серийным номером (slot with serial number); 10 – паз под доску отворота (breaker slot); 11 – калибрующие вставки PDC (gauge insert); 12 – калибрующие (шлифованные) PDC-резцы (gauge cutter); 13 – плечо (shoulder); 14 – торцевая область (nose); 15 – внутренний конус (cone)

Рисунок 1.8 - Конструкция лопастного PDC-долота

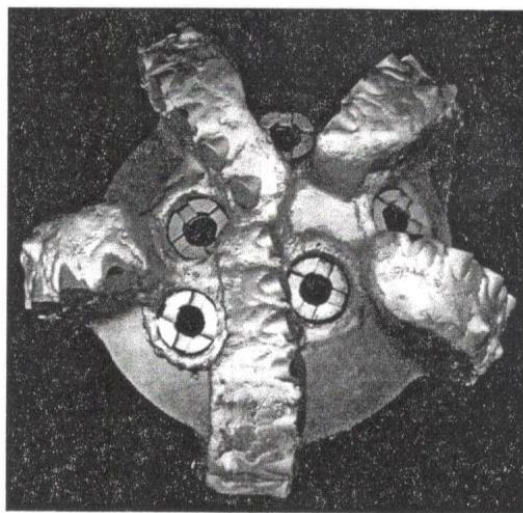


Рисунок 1.9 - Гидромониторные насадки в PDC-долоте

К недостаткам PDC-резцов относят большую температурную зависимость. При температуре свыше $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ PDC-резцы начинают разрушаться, что ограничивает применение PDC-долот в твердых породах.

В связи с этим большое значение имеет распределение потока жидкости в призабойной зоне для эффективного охлаждения PDC-резцов. Для улучшенной очистки призабойной зоны, исключения вторичного перемалывания выбуренных частиц, снижения вероятности сальникообразования и эффективного охлаждения резцов на долотах устанавливаются гидромониторные насадки специальной формы – стационарные и сменные (Рисунок 1.9).

PDC-долота не выпускаются крупными сериями и практически каждая партия или единичная конструкция имеют свои отличия, зависящие от конструкции скважины, способа бурения, возможностей буровой установки. При проектировании PDC-долот конструкторы используют компьютерную программу трехмерного моделирования корпуса долота и размещения на нем режущих элементов и промывочных отверстий. Затем проводится расчет износа и, если необходимо, в конструкцию долота вносятся изменения. После этого конструкция долота заносится в управляющие программы станков с числовым программным управлением для токарной, фрезерной и сверлильно-расточной операций.

Разработка конструкции и проектирование долота начинается с проработки информации, поступившей от заказчика (тип и особенности скважины, разбуриваемые породы, компоновка низа бурильной колонны, используемое наземное оборудование и др.). Такие показатели работы долота, как проходка и механическая скорость напрямую зависят от его износостойкости, поэтому расчету долота на износ уделяют повышенное внимание.

Расчет износа долота сводится к определению *числа износа* – условной величины, характеризующей интенсивность износа резцов в зависимости от

радиуса их расположения на долоте. Оптимальными числами износа для пород различной твердости являются:

- мягкие породы – 120
- средние породы – 80
- крепкие породы – 40

В зависимости от числа износа определяется плотность размещения резцов на долоте (расчет координат и распределение резцов на долоте), а также прогнозирование износа резцов.

Применение компьютерных программ трехмерного моделирования при проектировании долот позволяет оптимизировать размещение режущих и калибрующих элементов вооружения долота с точки зрения их износа, избежать ошибок в размещении промывочных отверстий, режущих, калибрующих и стабилизирующих элементов на лопастях долота, сокращает время разработки конструкторской документации в 2-3 раза.

1.2 Конструкция PDC-резцов и корпусных элементов долот.

Конструкция PDC-резцов постоянно совершенствуется. Ниже представлены примеры их наиболее распространенных конструкций резцов.

PDC-резцы семейства GeoMax (SonicMax, GridMaxиTecMax) имеют наибольшую толщину алмазного слоя из резцов, имеющих на мировом рынке – 0,150” (3,85мм) (Рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 - Резцы GeoMax



Рисунок 1.11 - Резцы GridMax

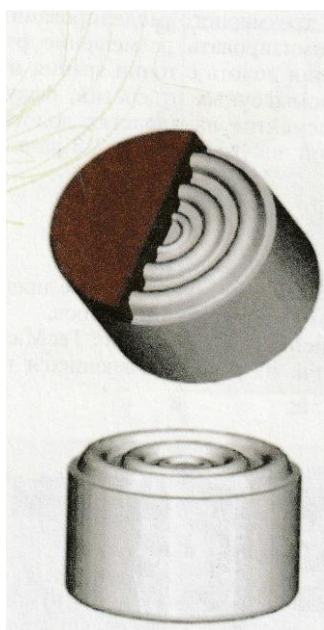


Рисунок 1.12 - Резцы SonicMax

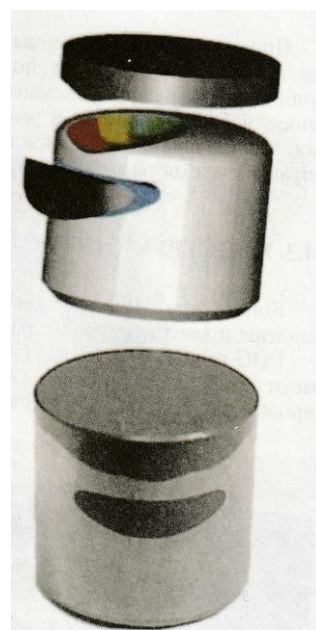


Рисунок 1.13 - Резцы TecMax

Соединительные поверхности резцов GridMax имеют ячеистую структуру (Рисунок 1.11), которая обладает повышенной ударной прочностью и низкими остаточными напряжениями. Специальная смесь натуральных и синтетических алмазов способствует повышению износостойкости.

Концентрические кольца в резцах SonicMax снижают остаточные напряжения (Рисунок 1.12). Кольца имеют различные высоты и расположены на поверхности опоры. При этом повышаются ударная прочность и сопротивление абразивному износу.

Резцы TecMax (Рисунок 1.13) имеют два алмазных слоя. Геометрия соединительной поверхности первичного алмазного слоя снижает остаточные

напряжения. Он обладает высоким ударным сопротивлением. Уникальная форма позволяет также увеличить объем алмазов в критических местах. При этом вторичный алмазный слой расположен в зоне основного износа подкладки резца.

Резцы GeoMax-Quick (Рисунок 1.14) имеют специальный профиль подкладки, обеспечивающий более глубокое проникновение в породу и повышение удельных нагрузок за счет снижения контактной поверхности.



Рисунок 1.14 - Резцы GeoMax-Quick

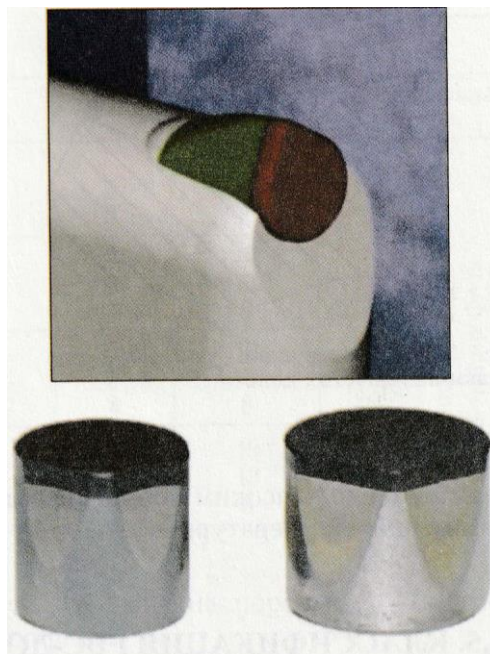


Рисунок 1.15 - Резцы GeoMax-Arrow

Резцы GeoMax-Arrow (Рисунок 1.15) имеют заостренный конец, обеспечивающий предварительное разрушение породы. Рекомендуются только для бурения карбонатных пород.[8]

Практически все производители долот повышают их износостойкость путем упрочнения корпуса долота, формирования на нем антисальникового покрытия. Чаще всего применяют наплавки корпусных элементов долот на лопастях долота. Например, эффективной является наплавка с пазами 1 на режущей части лопасти долота (Рисунок 1.16), так как за счет пазов увеличивается толщина наплавки. Увеличенная толщина наплавки способствует повышенной износостойкости долота при бурении абразивных пород.

Повышение износостойкости может достигаться также путем газопламенного напыления с одновременным проплавлением (Рисунок 1.17).

Защитное покрытие 1 представляет собой плотную массу ультратвердых вольфрамовых карбидов. Порошковое покрытие 2 состоит из гетерогенной смеси металлических порошков из пылеобразных матричных компонентов и карбидов вольфрама. Наплавка поглощает ударные нагрузки и улучшает

сопротивление коррозии. Порошковое покрытие обладает очень высоким сопротивлением трению, ударам и эрозии даже при высоких температурах.

До недавнего времени проблемой, сдерживающей углубление забоя PDC долотом, было разрушение центральной части забоя скважины вследствие нулевых окружных скоростей по оси инструмента. Эту проблему успешно удалось решить, установив по оси торца инструмента твердый пикообразный элемент [9]. Последний при контакте с центральной, выпуклой частью забоя дробит и раздавливает породу, повышая эффективность углубления скважины.

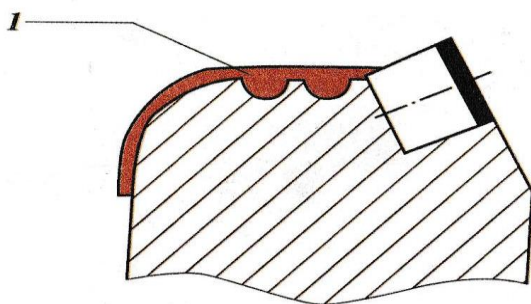


Рисунок 1.16 - Конструкция усиленной наплавки на лопастях долота

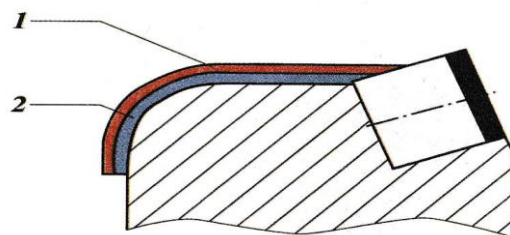


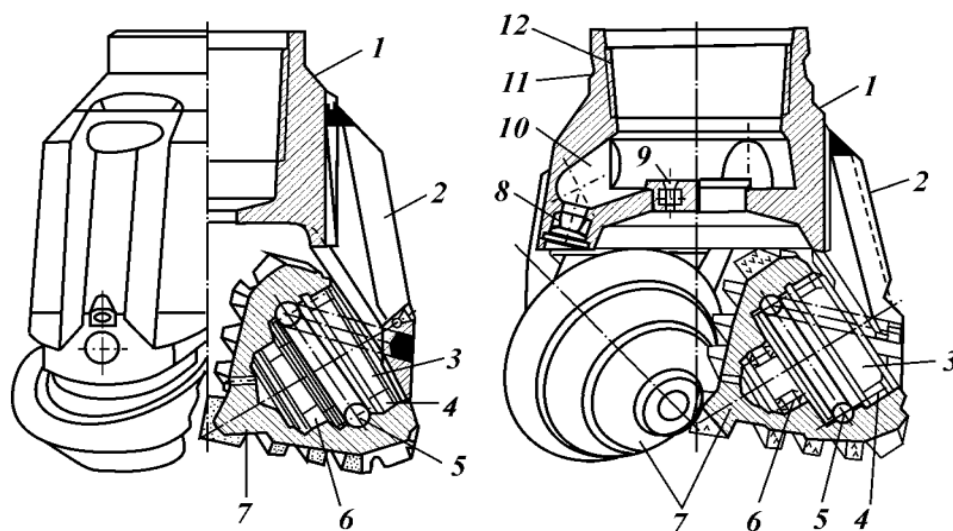
Рисунок 1.17 - Конструкция наплавки путем газопламенного напыления с одновременным проплавлением

1.3 Сравнительный анализ конструкции шарошечных и PDC долот

Для того, чтобы показать существенные преимущества PDC долот, приведем сравнение данного породоразрушающего инструмента с шарошечными долотами.[10,11]

Шарошечное долото это породоразрушающий инструмент, основным рабочим органом которого является шарошка – конусообразная стальная деталь, которая свободно посажена на ось. На поверхности шарошки расположены инденторы – зубцы, штыри. Шарошечное долото это механизм, вращение корпуса которого преобразуется во вращение шарошек вокруг их оси. В результате этого происходит разрушение горной породы на забое зубцами, которые периодически вступают с ней в контакт. Каждая шарошка оснащена большим количеством резцов, расположенных венцами. Расположение венцов на соседних шарошках должны располагаться так, чтобы горная порода разрушалась по всей поверхности забоя. Существует два вида оснащения шарошки зубцами:

- фрезерованный зуб. Изготавливается из тела шарошки, после чего наплавляется твердым сплавом;
- твердосплавные резцы. Изготавливается путем сверления в шарошке отверстий с последующим впрессовыванием твердосплавных резцов (метод холодного прессования).



1 – корпус (литой); 2 – лапы; 3 – цапфа; 4 – подшипник; 5 – подшипник; 6 – подшипник; 7 – шарошки; 8 – сопло; 9 – сопло; 10 – каналы; 11 – присоединительная головка; 12 – присоединительная резьба

Рисунок 1.18 – Общая конструкция шарошечных долот

Сравнительный анализ конструкции шарошечных и PDC долот показывает, что шарошечные долота имеют три системы: систему промывки, систему вооружения, систему опоры; PDC долота имеют две системы: систему вооружения и систему промывки, система опоры у них отсутствуют, то есть они относятся к безопорным долотам. Это означает, что последние гораздо проще по конструкции по сравнению с шарошечными долотами.

Сравнительный анализ технологии использования долот обоих типов показывает, что при использовании шарошечных долот реализуется ударно-вращательный способ разрушения породы, а при использовании PDC долот - разрушение в режиме резания. Поэтому практика применения породоразрушающих инструментов показывает, что при бурении мягких неабразивных пород долота PDC имеют неоспоримое преимущество перед шарошечными долотами. Последние более эффективны в твердых абразивных породах. Это положение подтверждается практикой использования долот обоих типов на месторождении Узень. Так, в мягких и средней твердости неабразивных породах месторождения начальная скорость бурения шарошечными долотами составляет 8-9 м/ч, а долотами PDC -18-18,5 м/ч. Основными преимуществами PDC долот являются:

- высокая износостойкость;
- требуемая малая осевая нагрузка на долото с учетом его рациональной технологии применения;
- отсутствие подвижных элементов в конструкции, соответственно снижение аварийности;
- большая проходка на долото, соответственно сокращение спускоподъемных операций;
- высокая механическая скорость.

1.4 Классификация PDC-долот международной ассоциации буровых подрядчиков.

Долота в отечественных и зарубежных классификаторах распределены в соответствии с категориями горных пород [2, стр. 190, 12]:

- *мягкие, включая рыхлые породы*, - мягкие и вязкие глины, мергель, гумбо и рыхлый песчаник. Эти породы обладают низкой сжимаемостью и высокой скоростью проходки в процессе бурения;

- *мягкие с пропластками средней твердости* – песчанно-глинистые сланцы, плотные глины и пропластки ангидритов. Эти породы отличаются низкой сжимаемостью и слоистостью;

- *средние* – глинистые сланцы, мел, ангидриты и песчаники средней твердости. Эти породы достаточно твердые с умеренной сжимаемостью;

- *твердые с пропластками средней твердости* – глинистый сланец, алевролиты, песчаники, известняки и ангидриты. Эти породы отличаются достаточной плотностью. Они либо полуабразивные, либо не абразивные;

- *твердые* – песчаники и алевролиты. Эти породы отличаются твердостью и прочностью, а также высокой сжимаемостью и абразивными прослойками;

- *очень твердые* – кварциты, граниты и вулканические породы. Они чрезвычайно твердые и абразивные.

Помимо типа горной породы, коды долот по классификатору Международной ассоциации буровых подрядчиков (International Association of Drilling Contractors - IADC) учитывают тип корпуса долота, диаметр резцов и тип профиля долота (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Общая классификация PDC-долот

Тип корпуса	Тип горных пород		Диаметр резцов, мм		Тип профиля долота
М – матричный корпус S – стальной корпус		Очень мягкие	2	19	1 – Короткий «рыбий хвост» 2 – Короткий профиль 3 – Средний профиль 4 – Длинный профиль
			3	13	
			4	8	
		Мягкие	2	19	
			3	13	
			4	8	
		Мягкие средние	2	19	
			3	13	
			4	8	
		Средние	2	19	
			3	13	
			4	8	

Например, обозначению S121 соответствует: S – стальной корпус, 1 – мягкие породы, 2 – диаметр PDC-резцов 19мм, 1 – короткий профиль.

Многие долота могут применяться в породах различных типов. Выбор наилучшего долота для конкретных условий бурения является важнейшим фактором оптимизации и снижения стоимости буровых долот.

Кроме основных характеристик (см. табл. 1.1), в кодах IADC используются 16 специальных и 11 дополнительных характеристик.

Специальные характеристики долот:

- A – бурение с продувкой воздухом;
- B – уплотнение подшипника;
- C – центральная струя;
- D – регулирование направления;
- E – усиленная струя (промывка по всей длине);
- G – защита измерительных приборов/корпуса;
- H – горизонтальное регулирование;
- J – отклонение струи;
- L – утолщенная набивка;
- M – использование электродвигателя;
- S – стандартная модель стального зубца;
- T – двух шарошечное долото;
- W – улучшенная структура режущих элементов;
- X – улучшенная вставка остроконечных зубьев;
- Y – вставка конических зубьев;
- Z – другие режущие вставки.

Дополнительные характеристики долот:

- F – промывной канал для подачи промывочной жидкости на забой;
- I – режущие элементы из термостойких синтетических алмазов (thermally synthetic diamond – TSD);
- K – гидравлика поперечного потока;
- T – турбинное бурение;
- O – фрезерование;
- P – ударное бурение;
- Q – поперечные промывочные насадки;
- R – гидравлика радиального течения;
- PST – управляемый ротор;
- U – плотность режущего элемента: низкая (l), средняя (m), высокая (h), например U_l, U_m и U_h;
- V – противовихревые характеристики.

1.5 Сравнительный анализ механизма износа шарошечных и PDCдолот

1.5.1 Механизм износа шарошечных долот

Износ буровых долот определяется как макроскопическое или микроскопическое удаление или разрушение материала, в частности на поверхности режущего инструмента. Моуриц и Хатчингс [13] исследовали скорость износа материалов, используемых для изготовления зубцов шарошечных долот и механизмов абразивного износа этих материалов.

В исследовании были использованы небольшие цилиндрические образцы, изготовленные из материалов, подобных тем, которые используются для изготовления зубцов шарошечных долот. В качестве абразивных и неабразивных горных пород были использованы песчаники и известняки, представляющие наиболее распространенные горные породы, встречающиеся при бурении нефтяных скважин.

Износ, вызванный процессом микро-скалывания и микро-резания, приведен на Рисунках 1.19 и 1.20 соответственно. В процессе микро-скалывания материал смещается к сторонам износостойких желобов и не удаляется с поверхности зубцов, в то время как при микро-резании материал удаляется с поверхности [14,15].

Осбурн (1969) и Перротт (1979) продемонстрировали сильное влияние твердости горных пород на износ вращающихся элементов долота, изготовленных из карбида вольфрама.[16] Было обнаружено, что темп износа намного выше при высоких температурах (горячее истирание), что вызывает термическую усталость [17,18,19]. Ларсен-Басс пояснил, что основными причинами износа шарошечных долот являются следующие: 1- ударное разрушение, 2 - термическая усталость, 3 - абразивный износ и 4 - механическая усталость из-за перегрузок. [20]

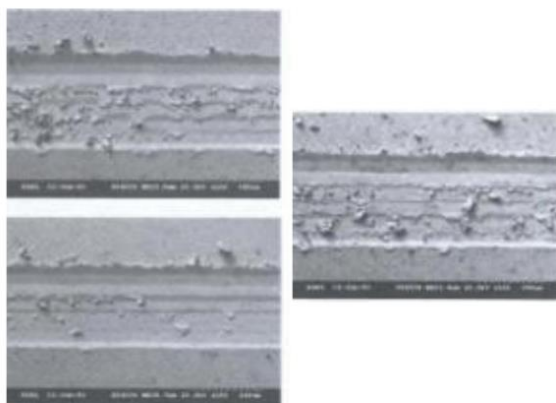


Рисунок 1.19 – СЭМ визуализация износа, вызванного процессом микро-скалывания

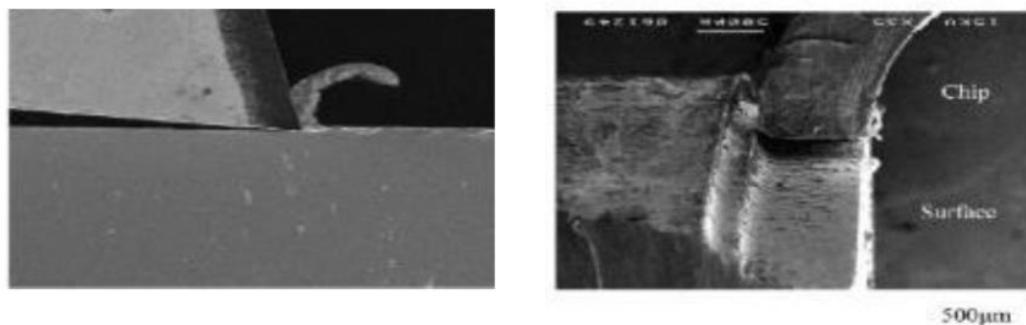


Рисунок 1.20 - СЭМ визуализация износа, вызванного процессом микро-резания

1.5.2 Механизм износа PDCдолот

Известно, что PDC долота более эффективны, чем традиционные шарошечные долота, в особенности в мягких горных породах. Для лучшего понимания эффективности долот необходимо детально изучить взаимодействие изношенного инструмента с породой. Было установлено, что более 50% энергии бурения с помощью PDC долот рассеивается из-за износа резцов при нормальных условиях бурения, т.е. при равномерном движении, отсутствии чрезмерного нагрева, поэтому изучение механизма износа PDC долот крайне важно [21]

Ортега и Глоука продемонстрировали основные причины износа резцов PDC как: 1- расслаивание вблизи границы алмазных резцов и подложки; 2 - пластическая деформация алмазного резца, лопасти и подложка; 3 - сколы на краю резцов и 4-сколы на лопастях и смещение алмазных зерен 5-абразивный износ и 6-термическая усталость [22]

Фанг (Fang 2001) изобразил основные режимы износа PDC долот из-за теплоты трения и высокой абразивности пород (Рисунок 1.21)[23]

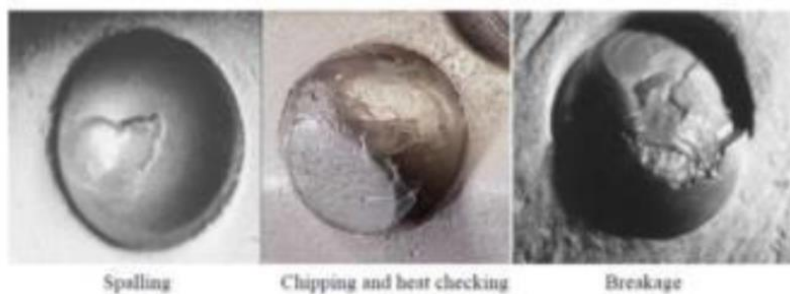


Рисунок 1.21 – Типичные режимы износа PDC долот

Обусловлено 4 первичных режима износа резцов PDC долот: 1 - плавный износ; 2 – микроскалывание; 3 – растрескивание; 4 – расслоение.

Плавный износ относится к отдельным алмазным кристаллам, истертым в результате механических и температурных нагрузок. Данный вид износа менее

значителен, чем другие механизмы (Рисунок 1.22). Микроскалывание происходит по краю лопастей и поликристаллических резцов (Рисунок 1.23 и 1.24)

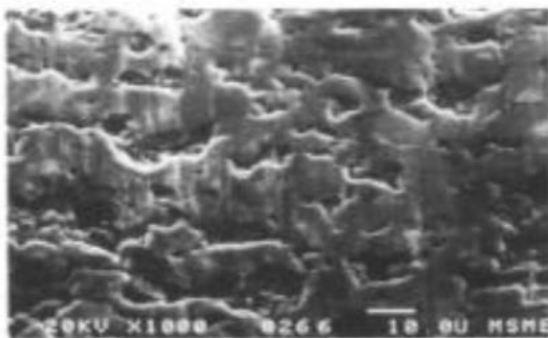


Рисунок 1.22 – Плавный износ алмазного слоя [24]

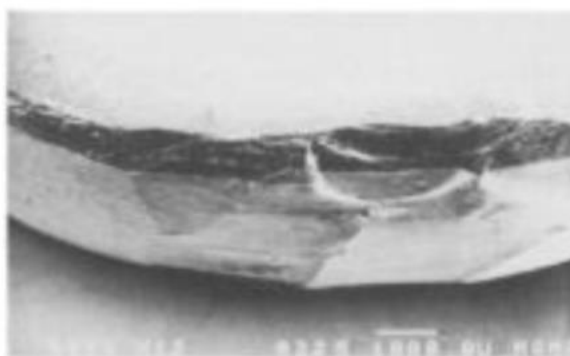


Рисунок 1.23– Микроскалывание на краю лопасти

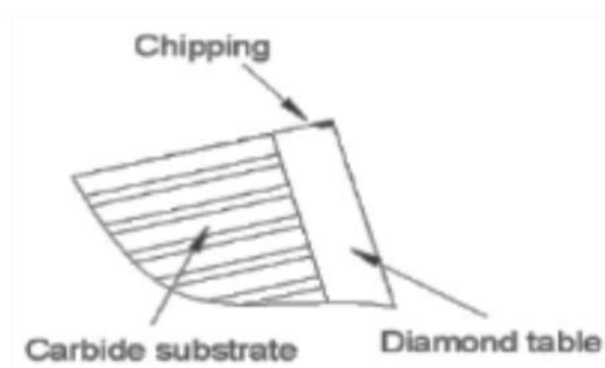


Рисунок 1.24 – Схематическое изображение микроскалывания лопасти долота [25]

Растрескивание или усталостное разрушение (Рисунок 1.25) представляют собой наиболее тяжелый износ, вызывающий повреждение лопастей и уменьшающий срок службы долота.[26,27,28,29,30,31,32] Данный износ объясняется ударной нагрузкой на долото и обычно наблюдается при разбурировании горных породы с высокой твердостью, что вызывает большее напряжение на лопасти долота.[33,34]

Отслоение алмазного резцов от подложки объясняется разностью между коэффициентами теплового расширения двух материалов (Рисунок 1.26).[35]

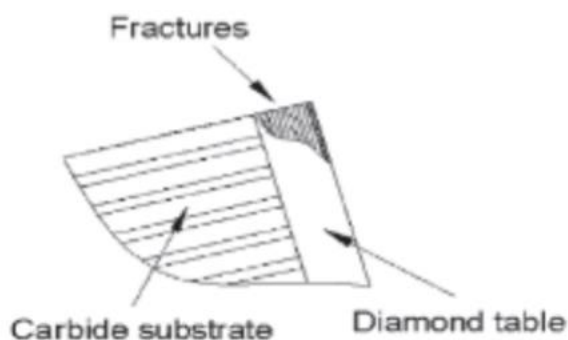


Рисунок 1.25 – Схематичное изображение механизма растрескивания

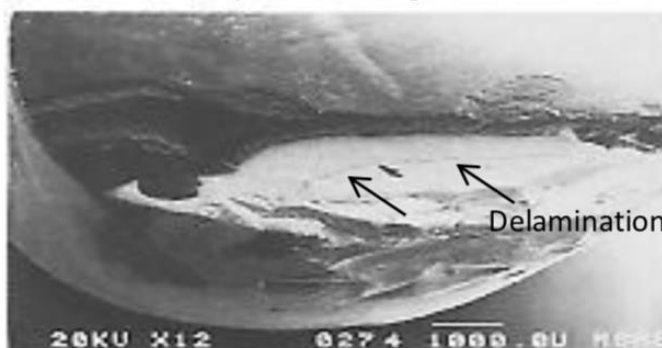


Рисунок 1.26 – Режим расслоения

Из вышеуказанного следует, что PDC долота подвергаются меньшему износу по сравнению с шарошечными долотами, так как в данном случае основной износ происходит в результате трения, а износ в результате ударных разрушений происходит крайне редко.[36,37]

1.6 Гидравлика PDC-долот

Гидравлика долота является неотъемлемой частью общей гидравлической программы промывки скважины. Особое внимание необходимо уделять при бурении с винтовым забойным двигателем (ВЗД) и при наклонно направленном

бурении, так как для охлаждения опоры некоторых конструкций ВЗД или для уверенного приема сигнала на некоторых телеметрических системах с гидравлическим каналом связи необходим определенный перепад давления, который возможно обеспечить с помощью долота.[38]

Излишний перепад давления может негативно сказаться на распределении гидравлической энергии, создаваемой буровыми насосами – в результате энергии для работы ВЗД может быть недостаточно и, следовательно, двигатель будет работать в аварийном тормозном режиме. При этом значительно снижается ресурс работы двигателя, и уменьшается механическая скорость бурения.

Формирование потоков промывочной жидкости на рабочих поверхностях является фактором, в значительной мере определяющим работоспособность безопорных долот. При этом динамика потока промывочной жидкости на торцевой поверхности шарошечных и безопорных долот существенно отличается.

Конфигурация гидромониторных насадок долота оказывает большое влияние на механическую скорость бурения. Неправильная их компоновка может привести к падению механической скорости и к размыву корпуса долота, что особенно опасно в местах установки резцов и может привести к выпадению последних. В связи с этим необходимо всегда учитывать перепад давления на долоте и расстановку гидромониторных насадок.

Перепад давления на долоте можно определить по уравнению Бернулли с учетом неразрывности потока жидкости. Для этого необходимо вычислить скорость истечения струи промывочной жидкости из гидромониторных насадок [2 стр. 199, 39]

$$v = \frac{Q}{A_{\text{нас}}}, \text{ м/с}, \quad (1.1)$$

где Q – расход промывочной жидкости, м³/с;
 $A_{\text{нас}}$ – общая площадь промывочных отверстий насадок долота, м².

Затем по преобразованной формуле Бернулли вычисляется перепад давления на долоте:

$$\Delta P_{\text{дол}} = \frac{\rho_{\text{пж}} v^2}{2\mu^2} \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (1.2)$$

$$\Delta P_{\text{дол}} = \frac{\rho_{\text{пж}} Q^2}{2A_{\text{нас}}^2 \mu^2} \cdot 10^{-6}, \text{ МПа}, \quad (1.3)$$

где $\rho_{\text{пж}}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³;
 μ – коэффициент расхода, который зависит от типоразмера гидромониторных насадок, определяется экспериментальным путем и находится в диапазоне 0,85 – 0,95.

Для подбора диаметра насадок с целью обеспечения необходимого перепада давления на долоте используется преобразованная формула

$$A_{\text{нас}} = \frac{Q_{\text{мин}}}{\mu} \sqrt{\frac{\rho_{\text{пж}}}{2\Delta P_{\text{дол}}}}, \text{ мм}^2, \quad (1.4)$$

где $Q_{\text{мин}}$ – минимально необходимый расход промывочной жидкости, л/с;
 $\Delta P_{\text{дол}}$ – необходимый перепад давления на долоте, МПа.

Допустим, что требуется обеспечить перепад давления на долоте не менее 2 МПа при расходе 27 л/с, тогда

$$A_{\text{нас}} = \frac{Q_{\text{мин}}}{\mu} \sqrt{\frac{\rho_{\text{пж}}}{2\Delta P_{\text{дол}}}} = \frac{27}{0,9} \sqrt{\frac{1150}{2 \cdot 2}} = 508,7 \text{ мм}^2,$$

т.е. минимально необходимая общая площадь промывочных отверстий насадок долота должна составлять не более 508,7 мм². Подбирается ближайшее меньшее значение с учетом обеспечения симметричности промывки, например 506,5 мм² при четырех насадках диаметром 12,7 мм (Таблица 1.2).[40,41]

Таблица 1.2 - Суммарная площадь проходного сечения гидромониторных насадок, мм²

Диаметр насадок, мм	Количество насадок								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
5,6	24,2	48,5	72,7	96,9	121,2	145,4	169,6	193,9	218,1
6,4	31,7	63,3	95,0	126,6	158,3	189,9	221,6	253,2	284,9
7,1	40,1	80,1	120,2	160,2	200,3	240,4	280,4	320,5	360,5
7,9	49,5	98,9	148,4	197,8	247,3	296,7	346,2	395,7	445,1
8,7	59,8	119,7	179,5	239,4	299,2	359,1	418,9	478,8	538,6
9,5	71,2	142,4	213,7	284,9	356,1	427,3	498,5	569,8	641,0
10,3	83,6	167,2	250,8	334,3	417,9	501,5	585,1	668,7	752,3
11,1	96,9	193,9	290,8	387,8	484,7	581,6	678,6	775,5	872,4
11,9	111,3	222,6	333,8	445,1	556,4	667,7	779,0	890,2	1001,5
12,7	126,6	253,2	379,8	506,5	633,1	759,7	886,3	1012,9	1139,5
13,5	142,9	285,9	428,8	571,7	714,7	857,6	1000,5	1143,5	1286,4
14,3	160,2	320,5	480,7	641,0	801,2	961,5	1121,7	1282,0	1442,2
15,1	178,5	357,1	535,6	714,2	892,7	1071,3	1249,8	1428,3	1606,9
15,9	197,8	395,7	593,5	791,3	989,2	1187,0	1384,8	1582,7	1780,5
16,7	218,1	436,2	654,3	872,4	1090,6	1308,7	1526,8	1744,9	1963,0
17,5	239,4	478,8	718,1	957,5	1196,9	1436,3	1675,6	1915,0	2154,4
18,3	261,6	523,3	784,9	1046,5	1308,2	1569,8	1831,4	2093,1	2354,7
19,1	284,9	569,8	854,6	1139,5	1424,4	1709,3	1994,1	2279,0	2563,9

Как правило, на долото устанавливают гидромониторные насадки одного типоразмера (Рисунок 1.27). Если это невозможно, используют насадки с минимальной разницей по внутреннему диаметру.

Гидромониторные насадки устанавливают таким образом, чтобы в областях, ограниченных большими лопастями, комбинация гидромониторных насадок была симметрична по внутреннему диаметру (Рисунок 1.28). Если это невозможно, используют насадки с минимальной разницей по внутреннему диаметру.

Нужно чтобы, комбинация гидромониторных насадок была симметрична по внутреннему диаметру (Рисунок 1.29). На долотах, у которых возле больших лопастей по две гидромониторные насадки, меньшую по диаметру гидромониторную насадку устанавливают ближе к центру, а большую – дальше от центра.



Рисунок 1.27 - Гидромониторные насадки долот

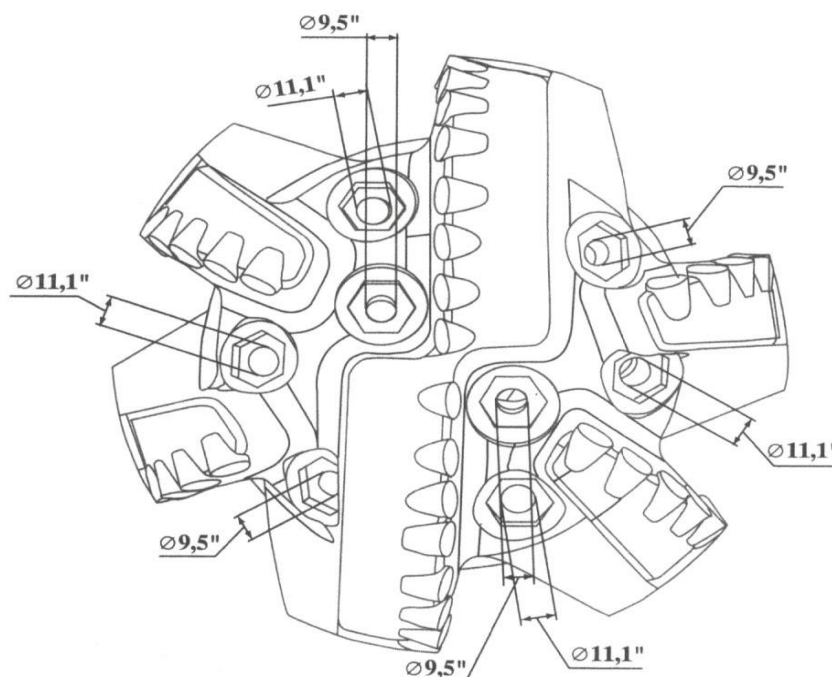


Рисунок 1.28 - Схема расположения гидромониторных насадок

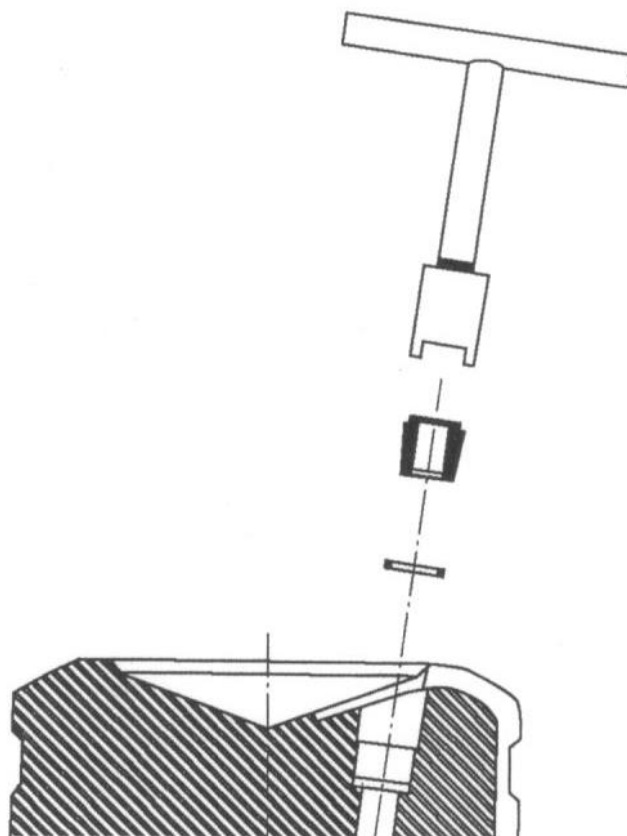


Рисунок 1.29 - Схема установки гидромониторной насадки

Перед установкой насадок следует: замерить проходное сечение каждой насадки и пересчитать общую площадь промывочных каналов; извлечь пластиковые пробки и проверить правильность установки резиновых колец; проверить состояние посадочной резьбы; смазать резьбу в долотах со стальным корпусом специальным герметиком для герметизации резьбового соединения и предотвращения самоотвинчивания насадок вследствие вибрации. Нанесение герметика следует осуществлять равномерно на 2-3 витка резьбы гидромониторной насадки, начиная от проточки под уплотнительное кольцо.

1.7 Технология применения PDC-долот

При использовании PDC-долот необходимо придерживаться следующих рекомендаций.

А) Подготовка скважины.

После использования предыдущего долота следует:

- использовать шлакоуловитель, если ожидается наличие металла на забое;
- проверить целостность предыдущего долота.

Б) Подготовка долота перед спуском в скважину:

- извлечь долото из индивидуального ящика;

- допускается ставить долото резцами вниз только на деревянную или резиновую подставку;
- записать номер долота;
- проверить долото на наличие возможных повреждений при транспортировке;
- проверить внутреннюю часть долота на отсутствие инородных предметов.

В) Навинчивание долота:

- проверить правильность установки гидромониторных насадок.
- Сменные насадки заворачивать только вручную;
- очистить и смазать поверхность резьбы;
- установить специальную доску для отвинчивания-навинчивания долота в роторном столе;
- навернуть долото, соблюдая установленный производителем долота крутящий момент (Таблица 1.3).

Г) Спуск в скважину:

- с осторожностью приближаться к башмаку обсадной колонны, к хвостовикам, или к возможным интервалам сужения;
- следует вращать инструмент в интервалах сужения;
- при спуске последней свечи промыть скважину до забоя;
- достижение забоя определять при минимальной частоте вращения инструмента;
- приподнять долото над забоем и промыть в течение 5 мин.

Д) Расширение:

- не рекомендуется расширение значительного интервала скважин уменьшенного диаметра;
- рекомендуется использование максимально возможного расхода промывочной жидкости;
- осевая нагрузка не должна превышать 1/10 от максимально возможного значения;
- рекомендуется низкая частота вращения (в мягких породах) до 100об/мин, в более твердых – до 60 об/мин;
- избегать большого крутящего момента.
-

Таблица 1.3 - Рекомендуемый крутящий момент навинчивания долота PDC

Диаметр долота	Рекомендуемый крутящий момент, Н·м
95.25 – 114.3 мм	4150-4850
117.5 - 123.83 мм	8300-9700
127 – 184.15 мм	16600-22150
190.5 – 209.55 мм	38700-44250
250.83 – 368.3 мм	47000-55300
374.65 – 469.9 мм	

Е) Нарращивание бурильной колонны

- рекомендуется максимальная промывка при подъеме;
- при максимальной промывке частоту вращения не превышать 60 об/мин во время спуска инструмента на забой;
- регистрировать значения нагрузки на долото над забоем и на забое.

Ж) Приработка долота и бурение:

- после промывки необходимо опустить долото на забой и при малой нагрузке создать направления разрушения забоя. Постепенно увеличивая нагрузку на долото, необходимо установить оптимальный режим бурения;
- при бурении перемежающихся пород необходимо отрегулировать частоту вращения и нагрузку на долото в более твердых породах или в абразивных песчаных пропластках; частоту вращения следует снижать для уменьшения износа резцов и увеличения срока службы долота;
- при наращивании бурильной колонны из-за большой поршневой способности конструкции долота, подъем с забоя производить с промывкой для устранения сальникообразования. После наращивания опустить долото на забой, промыть в течение 1-2 мин и, постепенно увеличивая нагрузку, достичь запланированный режим бурения;
- в процессе бурения постоянно вести контроль за режимом бурения (нагрузкой на долото, частотой вращения, крутящим моментом на долоте и давлением раствора на стояке), не допуская предельных величин, указанных в паспорте долота;
- подъем долота производить с постоянным доливом раствора в скважину и с ограничением скорости, особенно в зонах сужений, обвалов, каверн и при подходе к башмаку обсадной колонны.

З) Контроль отработки долота и режим бурения

Вести карту отработки долота, включающую следующие данные:

- проходка после каждого часа бурения, м;
- нагрузка на долото, кН;
- давление на стояке, атм.;
- частота вращения долота, об/мин;
- расход промывочной жидкости, л/мин;
- тип и параметры промывочной жидкости.
- Рекомендуемая величина осевой нагрузки на долото:
- в мягких породах – (2,5-10) кН на 25,4 мм диаметра долота (но не более 11 кН);
- в породах средней твердости – (5-11) кН на 25,4 мм диаметра долота (но не более 1,4 тс);
- в твердых породах – (7-18) кН на 25,4 мм диаметра долота (но не более 20 кН);
- в крепких породах – (9-18) кН на 25,4 мм диаметра долота (но не более 20 кН).

Рекомендуемая частота вращения долота:

- в неабразивных породах – (100-180) об/мин;
- в абразивных породах – (60-80) об/мин.

Рекомендуемый расход промывочной жидкости приведен в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Рекомендуемый расход промывочной жидкости при бурении PDC-долотами

Диаметр долота, мм	Расход бурового раствора, л/мин	Удельный расход на 1 мм диаметра долота q, л/мин·1мм
444,5	3000-4000	6,75-9
331,1	2300-2800	7-8,5
215,9	1200-1500	5,6-7
152,4	600-800	3,9-5,2

1.8 Горно-геологические условия использования PDC-долот для бурения скважин на месторождении Узень

Крупное нефтегазовое месторождение Узень расположено на западе, Казахстана в Мангистауской области. Продуктивные пласты залегают сравнительно неглубоко: 1100-1400м. Геологический разрез представлен следующими породами: глина, мергель, известняк неабразивный, песчаники нефтеносные, т.е. все они относятся к мягким и частично средней твердости неабразивным породам.[42]

Конструкция нефтедобывающих скважин следующая: направление диаметром 324мм (0-30м); кондуктор диаметром 245мм (0-220м); эксплуатационная колонна диаметром 168,7мм (0-1300м ± 150м). Соответствующие диаметры бурения: под направление – 393,7 мм; под кондуктор – 295,3 мм, под эксплуатационную колонну – 220,7 мм. Все колонны цементируются на всю длину от башмака до устья. В эсколонне после цементации выполняется перфорация для связи ствола скважины с продуктивным пластом (интервал расположения продуктивного пласта – 1100м – проектная глубина скважины).

Первоначально все нефтедобывающие скважины бурились роторным способом с помощью буровой установки ZJ-20 и применением шарошечных долот НАТ соответствующего диаметра китайского производства, причем формирование скважины под эксплуатационную колонну осуществлялось диаметром 215,9 мм.

Параметры технологического режима бурения шарошечными долотами III – 219,9 НАТ (КНР) были следующими:

- осевая нагрузка на долото – 160-180 кН;
- частота вращения долота 90 об/мин;
- расход бурового раствора – 28 л/с.

Анализ технологической документации (режимно-технологические карты, геолого-технический наряд) позволил установить следующие усредненные показатели бурения при использовании шарошечных долот:

- начальная механическая скорость бурения – 8 м/ч;
- средняя скорость бурения за рейс – 6,5 м/ч;
- средняя проходка на долото – 730м;
- время работы долота на забое – 95-100ч;

Совершенствование PDC-долот и расширение области их применения позволили внедрить эти породоразрушающие инструменты для бурения скважин на месторождении взамен шарошечных долот. В последние годы особенно интенсивно совершенствовалась технология изготовления PDC-долот. Появились фирмы по их изготовлению и в Казахстане («Жигер» в г.Атырау, в г. Алматы, в г. Петропавловске). Анализ горно-геологических условий, проведенных технологической службой компании АО «Озенмунайгаз» и его дочерней компанией ТОО «Бургылау», показал, что применение долот PDC практически идеально соответствует эффективному использованию этих породоразрушающих инструментов при проведении буровых работ на месторождении:

- мягкие породы, имеющие низкую абразивность;
- небольшая глубина скважин, при которой эффективно применение забойных двигателей.

С 2010 года начались широкие испытания, а затем внедрение с большим эффектом PDC-долот взамен шарошечных.

Приведем лишь некоторые показатели этого процесса: начальная механическая скорость возросла с 8-9 м/ч (шарошечные долота) до 18 м/ч; стойкость долот возросла с 600-700м до 4500-5000м. Переход с роторного бурения на бурение с применением винтовых забойных двигателей для вращения долота позволил снизить нагрузки на бурильную колонну и увеличить ресурс её работы, а также уменьшить искривление бурящихся скважин.

Вместе с тем, имеются ряд технологических проблем, без решения которых невозможно полностью реализовать преимущества от использования PDC-долот в практике бурения скважин на месторождении Узень. К таким нерешенным проблемам относятся следующие:

- отсутствует модели буримости долотами PDC с учетом горно-геологических условий буровых работ на месторождении;
- не решена полностью проблема «потери диаметра» (зауживания скважины) при использовании PDC-долот;
- отсутствие модели буримости, реально учитывающей изменение скорости углубления забоя в течение рейса, не позволяет прогнозировать упомянутый показатель в любой момент времени;
- отсутствуют рекомендации по самому выгодному времени подъема инструмента на завершающей стадии работы PDC-долота.

Решение упомянутых проблем позволяет полностью реализовать преимущества PDC-долот при строительстве нефтедобывающих скважин на месторождении Узень

и других аналогичных месторождений и повысить технико-экономические показатели буровых работ.

Выводы по разделу 1

1. В определенных горно-геологических условиях (мягкие и средней твердости, неабразивные горные породы, желательна малотрещиноватые) PDC-долота имеют несомненные преимущества перед шарошечными долотами. К ним относятся:

- простота конструкции и отсутствие движущихся частей;
- высокая механическая скорость бурения
- большая стойкость долота.

2. Анализ горно-геологических условий буровых работ на месторождении Узень показал, что упомянутые условия весьма благоприятны для эффективного применения PDC-долот для бурения скважин.

3. Для наиболее полного использования технологических преимуществ от внедрения PDC-долот необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать существующие модели буримости, выбрать аналог модели, над которой необходимо работать с учетом специфики горно-геологических условий месторождения.
- разработать математическую модель для бурения скважин на месторождении Узень;
- провести исследования по прогнозу показателей бурения в течение времени использования долота PDC на забое;
- провести исследования по пригодности разработанной модели для оптимизации процесса бурения, в частности, для достижения минимальной стоимости 1м скважины при соблюдении всех требуемых качеств к ее строительству;
- провести исследования по совершенствованию рецептуры буровых растворов, применяемых для промывки скважин на месторождении;
- провести сравнительную оценку затрат мощности на разрушение забоя скважины долотами PDC и шарошечными долотами.

2 Существующие модели буримости и их рациональный выбор для конкретных условий месторождения Узень

Теоретической основой методов обработки первичной информации, поступающей в процессе углубления (бурения) скважины, являются аналитические зависимости, описывающие работу долота на забое. Одной из таких главных аналитических зависимостей является модель буримости горной породы, которая описывает развитие процесса взаимодействия долота с горной породой во времени. Описание такого взаимодействия должно учитывать основные характеристики породоразрушающего инструмента и горной породы, а также включать параметры технологического режима бурения.

При построении модели буримости стремятся учитывать основные факторы, имеющие решающее влияние на процесс. Поэтому любая модель является приближенной.

Несмотря на это, модель должна удовлетворять следующим требованиям:

- модель должна описывать реальный процесс бурения с достаточной для практики точностью;
- идентификация модели, т.е. привязка к конкретным условиям, должна быть достаточно простой и включать небольшое количество констант идентификации;
- модель должна быть пригодна для описания бурового процесса, как в однородных, так и в перемежающихся по твердости породах.

2.1 Критерии эффективности режима бурения

Напомним наиболее известные критерии, по которым оцениваются эффективность технологического режима бурения [43]:

1. Механическая скорость проходки

$$\vartheta_m = h_d / \tau_d, \quad (2.1)$$

где h_d – проходка на долото, м; τ_d – время работы долота (стойкость), ч.

Этим критерием при форсированном режиме пользуются при небольших глубинах.

2. Проходка на долото h_d . В этом случае стремятся к наиболее полному использованию ресурса долота:

$$h_d = \int_0^{\tau_d} \vartheta_m d\tau_d; \tau_d = a / P_d^b n^c, \quad (2.2)$$

где a – коэффициент, зависящий от конструкции вооружения и типа долота; b, c – показатели степени, зависящие от абразивности породы и вида промывочной жидкости, степени очистки забоя, изменяющиеся в пределах от 1 до 1,5. Критерий определяется зависимостью

$$h_d = \int_0^{\tau_d} \vartheta_m d\tau_d = \int_0^{\tau_d} \vartheta_0 e^{-k\tau_d} d\tau_d = \frac{\vartheta_0}{k} (1 - e^{-k\tau_d}), \quad (2.3)$$

где $\vartheta_0 e^{-k\tau_d} = \vartheta_m$; ϑ_0 – начальная механическая скорость проходки м/ч; k – коэффициент, характеризующий скорость износа долота $e = 2,7183$ – основание натуральных логарифмов.

Для РДС-долота показателями конечной стадии его отработки являются резкое снижение механической скорости от первоначальной величины при износе вооружения долота и повышение крутящего момента.

3. Рейсовая скорость проходки выражается формулой

$$\vartheta_p = h_p / (t_6 + t_{\text{спо}}), \quad (2.4)$$

где h_p – проходка за рейс; t_6 – продолжительность механического бурения; $t_{\text{спо}}$ – продолжительность спускоподъемных операций со вспомогательными работами.

4. Удельные эксплуатационные затраты на 1 м проходки выполняются по формуле:

$$C_m = \frac{C_d + C_{\text{ч}}(\tau_6 + \tau_{\text{сп}})}{h_d}, \quad (2.5)$$

где C_d – цена долота, дол.; $C_{\text{ч}}$ – эксплуатационные затраты за 1 ч работы буровой, дол.; h_d – проходка на долото, м.

Графики изменения механической скорости бурения, рейсовой скорости и удельных эксплуатационных затрат в зависимости от продолжительности бурения в рейсе приведен на Рисунок 2.1.

Из Рисунка 2.1 следует, что с повышением глубины скважины возрастает роль долговечности долота.

Технологический режим, который обеспечивает наиболее высокую механическую скорость бурения, не является оптимальным, если он одновременно приводит к заметному снижению проходки на долото и таким образом способствует увеличению объема спускоподъемных операций.[44]

За основной критерий, естественно, следует принять удельные эксплуатационные затраты на проходку 1 м ствола скважины.

Анализ соотношения показателей бурения по формуле (2.5) показывает, что в повышении технико-экономических показателей предпочтение отдается росту проходки на долото по сравнению с механической скоростью бурения.

Отсюда следуют важные выводы:

- с повышением проходки на долото при сохранении неизменной механической скорости бурения удельные эксплуатационные затраты значительно снижаются, особенно при сравнительно невысоких проходках;
- переход с одного уровня удельных эксплуатационных затрат на 1 м проходки на другой в области малых проходок на долото происходит

при незначительно более высокой величине абсолютного изменения скорости проходки, чем такой же переход в области больших проходок на долото.

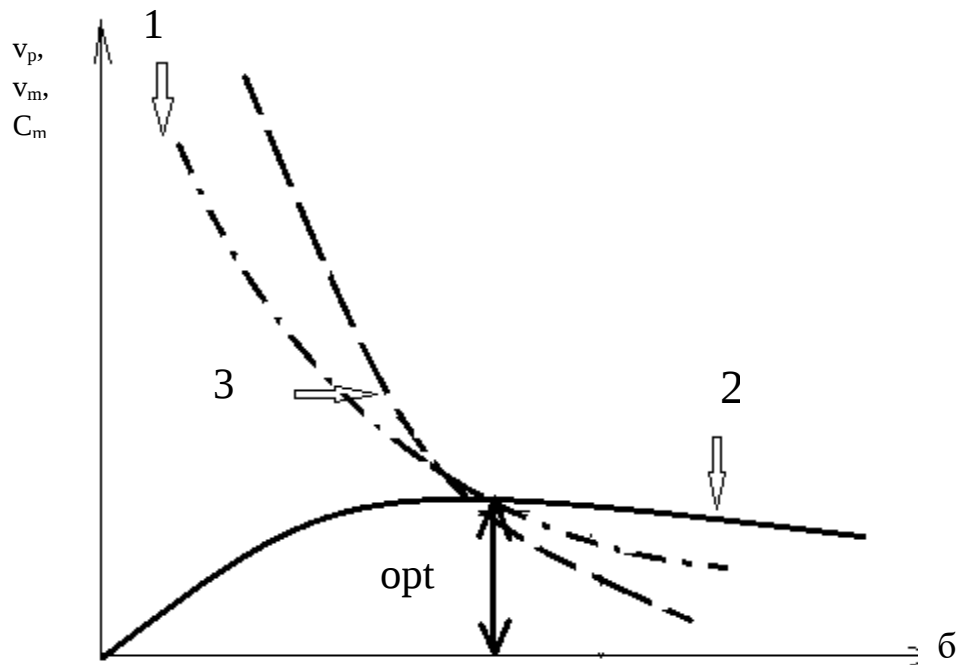


Рисунок 2.1 - Зависимость механической скорости, удельных эксплуатационных затрат (C_m) от продолжительности времени рейса τ_p (1 - v_m ; 2 - v_p ; 3 - C_m)

Эти выводы поясняют существенную тенденцию в совершенствовании буровых работ, направленную, прежде всего, на существенное повышение проходки на долото, что и выполняется при создании PDC-долот.

Правильный подбор технологических режимов бурения должен обеспечить решение двух основных задач:

- 1) проведение скважины по заданной траектории до проектной глубины и выполнение геологического задания;
- 2) производство буровых работ с наилучшими технико-экономическими показателями, т.е. в сжатые сроки и с наименьшими экономическими затратами.

Продолжительность работы породоразрушающего инструмента по достижению минимума удельных эксплуатационных затрат можно назвать *наивыгоднейшим временем бурения*. [45]

Если не учитывать стоимость инструмента, то наивыгоднейшее время совпадает с *оптимальным*, определенным по критерию максимума рейсовой скорости.

Как показывают широкие исследования и многолетний производственный опыт, оптимизация технологического режима бурения требует определенного соответствия величин режимных параметров в этом комплексе. Однако для выяснения роли каждого режимного параметра в достижении оптимального уровня используется методика исследований, по которой в стабильных условиях изучают изменение показателей бурения при варьировании только одного режимного параметра. Таким образом, было выяснено влияние осевой нагрузки, частоты вращения инструмента и подачи бурового раствора на эффективность работы породоразрушающего инструмента и его износостойкость.

2.2 Влияние режимных параметров на механическую скорость бурения

В формулу для любой модели бурового процесса всегда входит начальная скорость бурения незатупленным вооружением, имеющая максимальную величину. Эта скорость определяется оптимальным сочетанием технологических факторов: нагрузкой на забой, частотой вращения долота и расходом бурового раствора.

Модель буримости должна определять степень влияния каждого технологического параметра на эффективность процесса.

Нагрузка на долото P_d - один из основных режимных параметров. Она определяет удельное давление на контакте между рабочим элементом породоразрушающего инструмента (зубцом, резцом и т.п.) и горной породой на забое скважины. От контактного давления зависит интенсивность воздействия инструмента, глубина проникновения рабочих элементов вооружения в забой, особенность процесса разрушения горной породы. В общих чертах зависимость характера разрушения горной породы от контактного давления можно проследить на примере разбуривания хрупкой или упругопластичной породы.

Влияние осевой нагрузки на величину механической скорости показано графически на Рисунке 2.2 в зависимости от твердости горных пород при величине n , равной не более 60 об/мин, и достаточной промывке [1].

Влияние осевой нагрузки на механическую скорость бурения лучше представить в виде зависимости последней от отношения удельной нагрузки $P_{уд}$ к сопротивлению P_1 породы при достижении первого скачка разрушения [12] (Рисунок 2.3).

$$\vartheta_m = f(P_0), \quad (2.6)$$

где $P_0 = P_{уд}/P_1$ – относительное удельное давление (контактное давление); $P_{уд} = P/F_k$ – удельное давление; P – осевая нагрузка на долото; F_k – площадь контакта зубьев (резцов) долота с породой, P_1 – сопротивление породы при достижении первого скачка разрушения.

Определить F_k очень трудно, поэтому эта величина упрощенно принимается по среднему значению за один оборот при начальной площади контакта неизношенных зубьев. На Рисунок 2.3 показаны несколько областей, различающихся по величине P_0 : область I – зона малых осевых нагрузок, где происходит поверхностное разрушение (истирание); область II – происходит откалывание кусочков породы, заметно растет v_m ; область III – удельная контактная нагрузка превышает предел прочности пород, происходит объемное разрушение породы; при идеальной промывке эта линия была бы прямой – линия 1, при несовершенной промывке – линия 1а; если увеличить расход жидкости, то получим линию 1б.

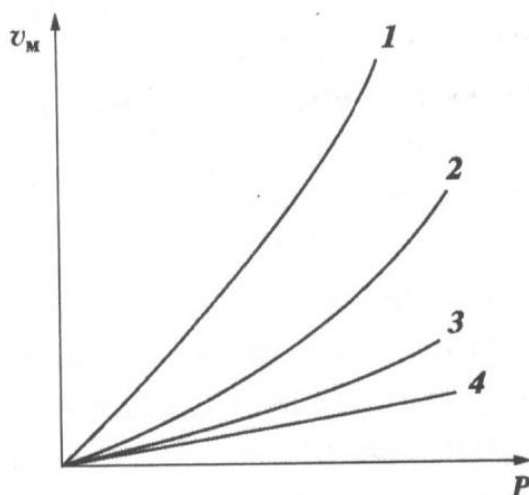


Рисунок 2.2 - Зависимость $v_m = f(P)$
1 – при проходке мягких горных пород; 2 – при проходке пород средней твердости; 3 – при проходке твердых пород; 4 – при проходке очень крепких пород

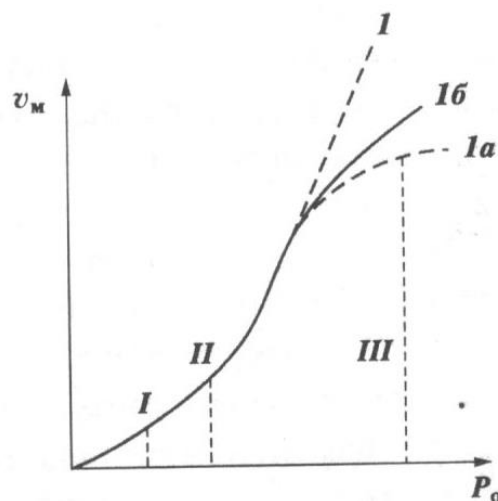


Рисунок 2.3 - Зависимость $v_m = f(P_0)$

Это можно объяснить следующим образом. При относительном удельном давлении $0 < P_0 < 0,6$ (область I) горная порода разрушается преимущественно лишь с поверхности истиранием, абразивным изнашиванием, микровыкалыванием, смятием и сдвигом отдельных неровностей. Эта область представлена прямолинейным участком I, т.е. $v_m = aP_0^b$, где a и b – коэффициенты, характеризующие область разрушения. При поверхностном разрушении $b = 1$. При этом надо помнить, что предел усталости какой-либо горной породы в 20-30 раз ниже показателя ее твердости.

При $0 < P_0 < 0,9$ наблюдается усталостное разрушение (область II). Для этой области характерно получение объемного выкола лишь через несколько циклов воздействия вооружения на один и тот же участок забоя. Поверхностное разрушение при этом имеет подчиненное значение. По мере увеличения

контактного давления интенсивность развития трещин и глубина их проникновения растут, а требуемое количество циклов нагружения снижается. В выражении $v_m = aP_0^b$ показатель $1 < b < 1,5$ зависит от свойств пород и типа долота. Шлам крупнее, чем в первом случае.

Область III объемного разрушения формулирующая при $P_0 > 0,9$. Удельные энергозатраты на разрушение единицы объема породы существенно ниже, чем в первых двух областях. В этом случае контактное давление превосходит твердость горной породы в забойных условиях. Объемное разрушение горной породы происходит при единичном акте нагружения. На начальном участке наблюдается прямо пропорциональная зависимость между контактным давлением (нагрузкой на долото) и скоростью. При дальнейшем увеличении нагрузки механическая скорость проходки не растет. Оптимальный уровень нагрузки на долото связан с твердостью горной породы и с ее ростом повышается. В выражении $v_m = aP_0^b$ значение b изменяется в широких пределах: $1 < b < 3$, зависит от P_0 и свойств породы.[46]

Частота вращения инструмента существенно влияет на условия и показатели работы породоразрушающего инструмента. Частоту вращения регулируют по-разному в зависимости от способа бурения: в роторном бурении она может ступенчато изменяться в некоторых пределах, которые обусловлены технической характеристикой буровой установки, в то же время привод на постоянном токе допускает ее плановое регулирование в широких пределах; в турбинном бурении частота вращения инструмента изменяется в зависимости от крутящего момента на валу турбобура в соответствии с его рабочей характеристикой; при использовании электробура во всем рабочем диапазоне нагрузок частота вращения его вала изменяется весьма незначительно. В простейшем виде зависимость механической скорости проходки от частоты может быть выражена следующим образом:

$$v_m = \delta n, \quad (2.7)$$

где δ - проходка ствола скважины за один оборот инструмента; n – частота вращения, об/мин.

На Рисунке 2.4 зависимость $v_m = f(n)$, должна быть представлена прямой линией, угол наклона которой к оси абсцисс определяется величиной δ . В действительности зависимость вида 1 наблюдается только при использовании некоторых типов породоразрушающего инструмента (алмазных долот, мелкоалмазных и импрегнированных коронок, долот типа ИСМ в твердых породах).

Продолжительность взаимодействия рабочего органа с забоем зависит от частоты вращения инструмента и снижается с ее ростом.

Чтобы взаимодействие завершилось разрушением, необходимо некоторое время на развитие полной деформации и разрушения горной породы.

В хрупких породах деформация происходит за несколько миллисекунд. Следовательно, при повышении частоты наступает момент, когда время

взаимодействия рабочего органа с породой начинает влиять на проходку за один оборот.

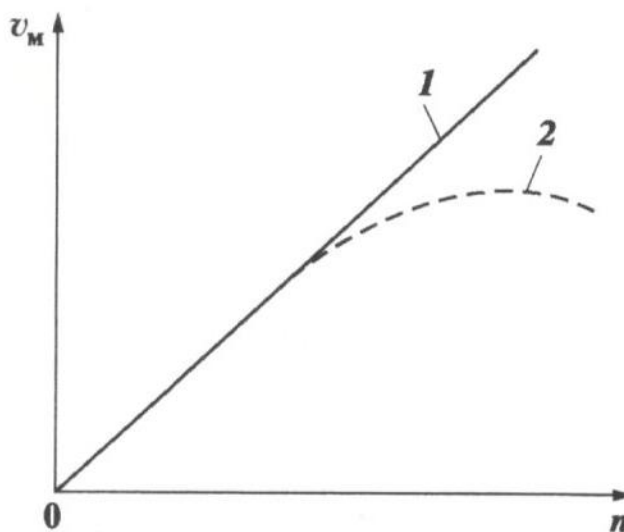


Рисунок 2.4- Зависимость механической скорости проходки v_m от частоты вращения долота n

Вначале повышение частоты вызывает пропорциональный рост скорости, однако с дальнейшим ростом частоты вследствие значительного снижения глубины разрушения δ наблюдается выхолаживание кривой и на графике $v_n = f(n)$ отмечается максимум.

Для функции $\vartheta = f(n)$ предложены различные модели. Как например, можно привести следующую модель:

$$\vartheta = A(1 - e^{B/n}), \quad (2.8)$$

где A и B — опытные коэффициенты, например, для мрамора $A = 55 \cdot 10^{-3} p_k$; p_k — контактное давление, МПа; $B=90$.

Так как в хрупких твердых породах деформация развивается быстрее, чем в пластичных и упругопластичных породах средней твердости, было сделано предположение, затем доказано экспериментальным путем, что в хрупких породах максимумы механической скорости проходки достигаются при более высоких частотах вращения, чем в породах упругопластичных.

При определении рациональной частоты вращения приходится учитывать ее влияние на интенсивность абразивного износа. В абразивных породах частота вращения снижается до 40-50 мин⁻¹.

Расход бурового раствора и свойства последнего оказывают определенное влияние на эффективность буровых работ. Практическим путем установлено, что высокие механические скорости могут быть достигнуты только при условии хорошей очистки забоя скважины от шлама.

Эффективность удаления шлама с забоя зависит от количества промывочной жидкости, поступающей к забою в единицу времени (подачи); свойств промывочной жидкости, и прежде всего реологических ее свойств в забойных условиях; скорости истечения жидкости из каналов породоразрушающего инструмента; ориентации исходящих из инструмента потоков жидкости по отношению к поверхности забоя; организации и интенсивности циркуляции жидкости в призабойной части.

О качестве промывки судят по количеству шлама, которое скапливается на забое за время проведения спускоподъемных операций.

Необходимая подача промывочной жидкости определяется на основе выработанных практикой рекомендаций по скорости восходящего потока в затрубном пространстве либо по удельной подаче на единицу площади забоя. Удельная подача промывочной жидкости на 1 см^2 площади забоя устанавливается в диапазоне 0,035-0,050 л/с при роторном способе и бурении электробуром и до 0,07 л/с при использовании гидравлического забойного двигателя [39 стр. 486].

Эффективность использования гидравлической мощности бурового насоса удается повысить с применением гидромониторных долот. Вследствие гидромониторного воздействия струй, выходящих из насадок долота, значительно улучшается очистка забоя. Гидромониторный эффект достигается при скоростях истечения жидкости из насадок не ниже 80 м/с. Повышение скорости истечения достигается увеличением подачи промывочной жидкости либо уменьшением проходного сечения насадок. Программу использования гидромониторных долот разрабатывают на основе гидравлических расчетов [38,39 стр. 487]..

В достаточной степени изучено влияние отдельных свойств промывочной жидкости на эффективность работы породоразрушающего инструмента. Неблагоприятно влияет на механическую скорость проходки повышение плотности и вязкости промывочной жидкости, а также и содержания в ней твердой фазы. Рост плотности приводит к увеличению дифференциального давления на забое, которое отрицательно сказывается на отделении частиц породы от забоя. Повышение вязкости промывочной жидкости препятствует турбулизации потоков в призабойной части и вследствие этого ухудшает условия удаления шлама. Отрицательно влияет на механическую скорость проходки снижение показателя фильтрации, так как при этом усиливается действие дифференциального давления. В благоприятных условиях переход на промывку технической водой или продувку газом способствует значительному повышению показателей бурения.

Особое внимание следует уделять дифференциальному давлению, так как это комплексный фактор, связывающий плотность и вязкость бурового раствора, состояние циркуляции его в стволе скважин, соотношение геометрических размеров ствола и бурильного инструмента и т.д.

Увеличение этого давления ведет всегда к ухудшению показателей работы долот. Замечено, что с уменьшением дифференциации давления на забой при

прочих равных условиях, механическая скорость проходки увеличивается. Качественная зависимость механической скорости от дифференциального давления на забое скважины, полученная обобщением результатов практических наблюдений в России, СНГ, США, Канаде, Иране и других странах, приведена на Рисунке 2.5.

При это отмечено, что на темп бурения существенно влияет плотность бурового раствора и содержание в нем твердой фазы. При увеличении плотности раствора от 1,0 до 1,5 г/см³ механическая скорость проходки резко снижается.

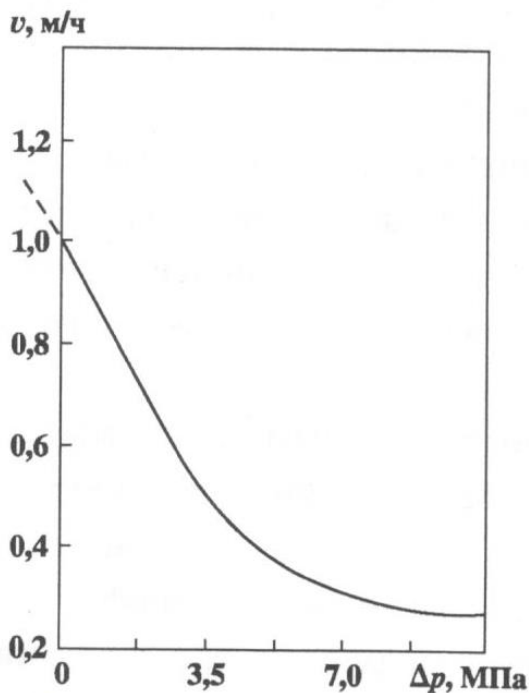


Рисунок 2.5 - Влияние дифференциального давления на забое скважины на механическую скорость проходки (по обобщенным данным)

В настоящее время считается, что при существующих режимах бурения дифференциальное давление, как правило, является основным фактором, определяющим технико-экономические показатели бурения. При увеличении Δp до 1,4-7 МПа в зависимости от условий бурения v_m может уменьшаться в 2-5 раз.

Статическое, или дифференциальное по современной терминологии, давление, обуславливающее статические силы, удерживающие шлам на забое, независимо от фильтрационных свойств разрушаемых пород, принималось равным разности между гидростатическим давлением на забое скважины p_c и поровым p_p (пластовым $p_{пл}$) давлением:

$$\Delta p = p_c - p_p \text{ или } p_{пл}, \quad (2.9)$$

Следует иметь в виду, что по трассе магистральной трещины будет действовать не пластовое, а иное давление, равное давлению на глубине

разрушения – p_p . Поскольку $p_c > p_p$, возникает дифференциальное давление, которое определяется из выражения

$$\Delta p_p = p_c - p_p, \quad (2.10)$$

Как было сказано, непрерывная циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечить чистоту забоя и ствола скважины, охлаждение долота, способствовать эффективному разрушению породы.

Влияние расхода раствора на механическую скорость бурения можно видеть на Рисунке 2.6 из рисунка следует, что пока не обеспечивается своевременное и полное удаление шлама и пока долото новое, механическая скорость повышается с увеличением расхода жидкости почти прямолинейно (область I).

После достижения практически достаточного расхода $Q_{\text{дос}}$ механическая скорость все еще может возрастать, но уже очень медленно (участок II) вследствие лучшего охлаждения долота, лучшей очистки забоя и инструмента, снижения количества шлама в растворе, уменьшения плотности раствора в кольцевом канале и гидростатического давления на забой.

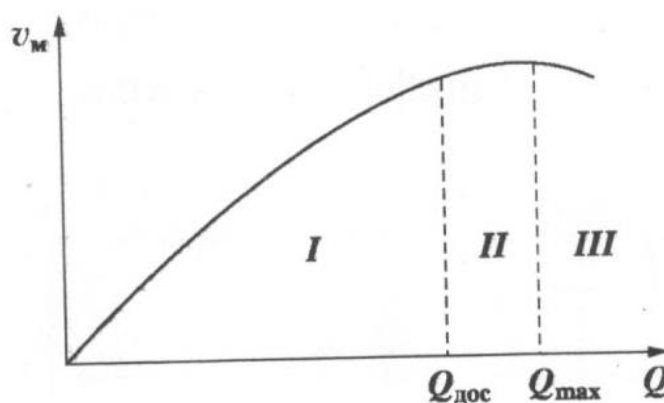


Рисунок 2.6 - Влияние расхода бурового раствора на механическую скорость бурения

При дальнейшем возрастании расхода до Q_{max} и более начинает преобладать повышение потерь напора в кольцевом канале, общее гидравлическое давление на забой возрастает, и механическая скорость бурения снижается. Практически эта область III достигается редко. При бурении скважин гидравлическими забойными двигателями расход жидкости определяет их рабочую характеристику. Именно это в большей мере сказывается на изменении механической скорости, особенно при расходах $Q > Q_{\text{дос}}$. Для улучшения очистки забоя важно не увеличение расхода сверх нормы, а совершенствование реологических свойств раствора, направление потока на забой и оптимизация скорости истечения из насадок долота.[47]

Очевидно, для повышения показателей работы долот необходимо применять буровые растворы минимально возможной плотности в зависимости от конкретных условий проведения буровых работ.

2.3 Существующие модели буримости

Грамотно составленная модель буримости учитывает основные факторы, влияющие на углубление скважины. Она позволяет прогнозировать работу долота, формировать скважину с наименьшими удельными эксплуатационными затратами и оптимизировать буровой процесс, рационально отрабатывать породоразрушающие инструменты. [48]

Комплексные математические модели процесса бурения скважин позволили количественно оценить влияние определенных ключевых параметров. На сегодняшний день исследователи исследовали различные процедуры оптимизации и способы их использования в сочетании с выбранной математической моделью для снижения затрат на бурение скважины.[49]Известными учеными Галле и Вудсом было доказано, что при составлении математической модели процесса бурения важно учесть, и можно ограничиться двумя количествами параметров, а именно: вес на долоте и скорость вращения. Роторное бурение - сложный предмет, включающий множество переменных, некоторые из которых могут быть изменены, а другие нет. Этими факторами, которые могут контролироваться, являются свойства промывочной жидкости, гидравлика, вес на долото и скорость вращения.

Неизменные переменные включают такие вещи, как свойства горных пород, бурение и глубину. Полное описание того, как эти переменные влияют на роторное бурение и как они взаимодействуют, доступно в литературе [50].

Предполагается, что другие факторы уже оптимизированы. Хотя многие исследования проводились на протяжении многих лет, в 1958 году Шпеер первым предложил комплексный метод определения оптимальных методов бурения. Он эмпирически продемонстрировал взаимосвязь скорости проникновения, веса на долоте, скорости вращения, гидравлической мощности и бурения пласта. Шпеер объединил эти пять отношений в диаграмму для определения данных полевых испытаний. Другие разработки, всеобъемлющей модели были представлены различными авторами.

Предположения, сделанные Галле и Вудсом, будут применяться к любой процедуре оптимизации, основанной на их уравнениях. Уравнения Галле и Вудса определяются следующим образом:

$$\frac{dF}{dT} = \frac{C_f W^k r(N)}{a(D)^p}, \quad (2.11)$$

$$\frac{dD}{dT} = \frac{1}{A_f} \frac{i(N)}{a(D)m(W)}, \quad (2.12)$$

$$\frac{dB_x}{dT} = \frac{N}{SL(W)}, \quad (2.13)$$

где C_f - коэффициент буримости пород,
 A_f - коэффициент абразивности пласта,
 S - коэффициент буровой жидкости : являются функциями от типа долота, гидравлики, промывочной жидкости и породы.
 $k=0,6 -1,0$ (от мягких до твердых пород),
 $p=0,5$ (в зависимости от износа резцов)

Существующие многочисленные модели буримости разработаны в основном для шарошечных долот. Следует отметить, что при этом реализуется ударно-вращательный способ разрушения забоя, сложность конструкции системы вооружения опор и промывки и универсальность применения упомянутых долот. Сравнительно недавно появившиеся безопорные долота PDC отличаются от шарошечных вращательным способом разрушения забоя в режиме микрорезания, простотой конструкции и чрезвычайно высокой стойкостью в мягких и частично средней твердости породах, а также работой алмазно-твердосплавного вооружения по принципу самозатачивания. В связи с широким внедрением в практику долот PDC актуальным является решение проблемы создания модели буримости с учетом особенностей конструкции этого вида породоразрушающего инструмента.

Существует целый ряд моделей буримости, описывающих процесс взаимодействия долота с забоем скважины. Ниже рассмотрены и проанализированы известные модели буримости.

Наиболее известной моделью буримости является следующая [44,51]:

$$\vartheta(t) = \vartheta_0 \exp(-\beta t), \quad (2.14)$$

где $\vartheta(t)$ – скорость бурения в момент времени t ; ϑ_0 – начальная скорость бурения (формально при $t=0$); β – постоянная, зависящая от параметров режима бурения, конструкции долота и свойств горной породы.

Отличительной особенностью этой модели является ее простота, небольшое количество (всего две) констант идентификации. Вместе с тем, модель пригодна только для бурового процесса, который происходит с затухающей интенсивностью во времени.

Наиболее полное аналитическое исследование функции $\vartheta(t)$ представлено в работе [52]. Для упомянутой функции предложено следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{dv}{dt} + \varphi \vartheta^k = 0, \quad (2.15)$$

где φ и k – параметры уравнения, зависящие от износостойкости вооружения, абразивности горных пород и режима работы долота.

Вид решения уравнения (2.12) определяется величиной показателя степени k . При $k=0$ зависимость $v(t)$ линейная:

$$V = V_k - \varphi \cdot t, \quad (2.16)$$

Решение уравнения (2.12) при $k > 0$ (за исключением $k=1$) имеет вид:

$$V = \frac{V_0}{\sqrt[k-1]{1+(k-1)V_k^{k-1}\varphi \cdot t}}, \quad (2.17)$$

а при $k=1$

$$V = V_k \exp(-\varphi \cdot t), \quad (2.18)$$

т.е. совпадает с формулой (2.11).

Решение уравнения (2.12) при $k < 0$ имеет вид:

$$V = \sqrt[1-k]{(V_0^{1-k} - (1-k)\varphi \cdot t)}, \quad (2.19)$$

В работе [53] предложено для описания зависимости $v(t)$ использовать приближенную степенную формулу:

$$V = \frac{V_0}{(1+t)^\beta}, \quad (2.20)$$

При наличии зависимости v от t нетрудно рассчитать и проходку на долото:

$$H = \int_0^T V(t) \cdot dt, \quad (2.21)$$

где T -стойкость долота (время работы долота на забое).

В работе [54] приведены графические зависимости, вычисленные по формулам (2.13-2.16), причем по ординате отложена относительная механическая скорость бурения, равная отношению ϑ/ϑ_0 . Величина скорости в конце бурения принята равной $\vartheta = 0,5\vartheta_k$. Это положение следует из рекомендаций работы [55], т.е. считается, что шарошечное долото исчерпало свой ресурс по вооружению, когда механическая скорость бурения уменьшается в 2 раза. Такое изношенное долото нужно поднять на поверхность и заменить новым.

Анализ графиков функций (2.14-2.16), приведенных в работе [55], показывает, что форма кривых зависит от параметра k . Так, при

$k > 0$ зависимость $\vartheta(t)$ представляет монотонно убывающую вогнутую кривую, а при $k < 0$ – монотонно убывающую выпуклую кривую. С увеличением по модулю параметра k растет кривизна зависимостей. Следует

также отметить, что зависимость $\vartheta(t)$, рассчитанная по (2.14), практически совпадает с приближенной зависимостью $\vartheta(t)$, рассчитанной по формуле (2.17).

Анализируя полученные зависимости (2.12-2.16), можно сделать вывод, что упомянутые формулы правильно отражают особенности поведения породоразрушающего инструмента при бурении различных горных пород. Это в первую очередь относится к шарошечным долотам первого и второго классов (в долотах первого класса с фрезерным вооружением шарошек – вогнутые кривые $\vartheta(t)$, в долотах второго класса с твердосплавным вооружением шарошек – выпуклые зависимости). Вместе с тем, упомянутые формулы и вывод о времени подъема долота, когда скорость бурения упадет вдвое по сравнению с начальной, справедливы только для шарошечных долот. Практика бурения долотами, основанными на других принципах разрушения забоя, в частности долотами PDC, свидетельствует о существовании других закономерностей взаимодействия «долото-горная порода».

В работах [56] для дальнейшей оптимизации буровых процессов также используется формула (2.14) в следующей редакции:

$$\vartheta(t) = \vartheta_0 [1 + k(n - 1)\vartheta_0^{n-1}]^{\frac{1}{n-1}} \quad (2.22)$$

где k – коэффициент износа; n – характеристика формы кривой $v(t)$ (выпуклая или вогнутая форма).

В формуле (2.22), как и в ранее приведенных (2.14-2.16), имеются три параметра идентификации: ϑ_0 , k , n , т.е. начальная скорость бурения ϑ_0 , параметр износа k , и параметр n , характеризующий темп износа (нарастающий или замедляющийся процесс).

В принципе упомянутые зависимости можно использовать для описания воздействия на забой не только шарошечных долот, но и породоразрушающих инструментов режущего типа (естественно, параметры идентификации количественно будут другие).

Авторы работы [57] предлагают изменение усредненного значения механической скорости долота в процессе бурения представить в виде формулы:

$$\vartheta_m = \vartheta_{m.0} - \varphi h, \quad (2.23)$$

где ϑ_m – текущее значение механической скорости; $\vartheta_{m.0}$ – начальная механическая скорость; φ – тангенс угла наклона прямой линии к оси h ; h – текущее значение проходки в середине интервала усредненной механической скорости бурения.

Начальная механическая скорость $\vartheta_{m.0}$, присутствующая в формуле (2.23), определяется следующим выражением:

$$\vartheta_{\text{мо}} = \frac{a\omega^\beta \rho^\alpha}{1+(bP)^k}, \quad (2.24)$$

где ω – угловая скорость, с^{-1} ; P – осевая нагрузка, кН; α, b, β, k, a – постоянные коэффициенты, зависящие от конструкции долота и свойств разрушаемой породы.

Формула (2.23), не вызывает доверия хотя бы потому, что ее члены в правой части имеют разную физическую размерность.

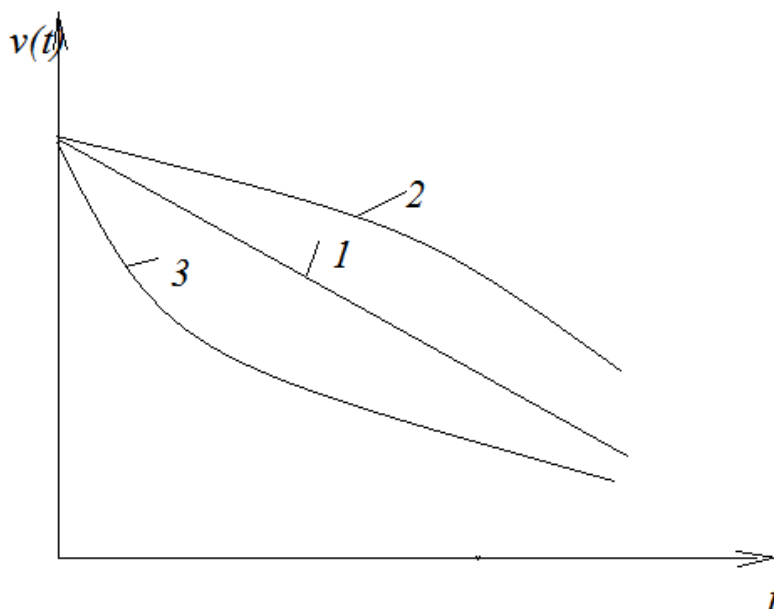
Что касается формулы (2.24), то для вычисления максимальной (чаще рациональной) скорости бурения требуется проведение экспериментальных и производственных испытаний для определения величины пяти коэффициентов.

Наконец, в работе [58] для характеристики бурового процесса предлагается следующая математическая модель:

$$\vartheta(t) = \vartheta_0 - \Delta\vartheta t^m, \quad (2.25)$$

где $\vartheta(t)$ – текущее (в течение времени t пребывания долота на забое) скорость бурения; ϑ_0 – начальная механическая скорость за мерный период времени; $\Delta\vartheta$ – темп снижения механической скорости проходки в начальный период, м/ч; m – показатель степени.

Вид зависимостей $\vartheta(t)$ при различных значениях показателя степени m , приведен на Рисунке 2.7.



1 – постоянная интенсивность искривления ($m=1$); 2 – нарастающая интенсивность искривления ($m > 1$); 3 – уменьшающаяся интенсивность искривления ($m < 1$)

Рисунок 2.7 - Вид зависимостей $\vartheta(t)$ при различных значениях показателя степени m

Проходка за рейс h находится путем интегрирования функции (2.25):

$$h = v_0 t - \Delta v \frac{t^{m+1}}{m+1}, \quad (2.26)$$

Сравнивая модель (2.22) с другими рассмотренными моделями, можно отметить следующие ее преимущества:

- модель (2.25) обладает широкой универсальностью, содержит фактор времени t и включает три константы идентификации: $v_0, \Delta v, m$;
- модель (2.25) достаточно проста в сравнении с другими моделями и в неявной форме учитывает влияние параметров режима бурения и конструкцию породоразрушающего инструмента на интенсивность разрушения забоя скважины;
- на конкретных примерах проведена разработанная методика идентификации модели буримости, и получены удовлетворительные результаты, согласующиеся с практикой.

Однако разработанная методика была предназначена для описания бурового процесса, основанного на воздействии шарошечного долота на забой скважины и не учитывает особенностей бурения долотами режущего действия высокой стойкости.

Одним из наиболее важных ранних исследований, выполненных в отношении оптимизации бурового процесса, было сделано Бургойном и Янгом [59]. Они построили линейную модель скорости проникновения и провели множественный регрессионный анализ данных бурения, чтобы выбрать оптимальный вес на долото, скорость вращения и расход жидкости. В их анализе они учли влияние сопротивляемости горных пород, мощности пласта, уплотнения пород, дифференциальное давление, диаметра долота, веса на долото, скорости вращения, износа долота и гидравлики. Они обнаружили, что регрессионный анализ можно использовать для систематической оценки многих констант в уравнении скорости углубления. Огромной сложностью данной методики является то, что для оценки постоянной регрессии необходимо иметь большое количество соответствующих данных. Они использовали данные как минимум из 25 скважин для получения констант $a_1, a_2, \dots, a_8$. Кроме того, вычислить каждую константу в свою очередь представляет большие трудности для обычного инженера. Из-за таких резких недостатков, данная методика на сегодняшний день не имеет широкого применения. Надо отметить, что в результате они пришли к выводу, что использование математической модели буримости крайне важно для оптимизации бурения, так как может снизить затраты на бурение более чем на 10%. Уравнения, определенные Бургойном и Янгом, приведены в Приложении А.

Маурер [60] в своей работе вывел формулу скорости углубления скважины для шарошечных долот с учетом механизмов разрушения горных пород. Уравнение было основано на условии "идеальной очистки". Рабочее соотношение между

скоростью бурения, весом на долото и скоростью вращения было достигнуто в предположении, что забой был подвергнут отличным условиям очистки. Однако, достичь идеальной очистки забоя, как мы понимаем, крайне сложно. Уравнение, определенное Маурером приведено в Приложении А.

Туна Эрен в своей докторской диссертации в 2010 году, сделал большую работу, взяв за основу известную модель Бургойна и Янга, и говорит, что имея все необходимые соответствующие данные параметров режима бурения, можно использовать для PDC долот. Он предлагает математическую зависимость скорости углубления скважины с течением времени как функцию от осевой нагрузки, частоты вращения и износа резцов долота. Но опять таки, вычисление каждого отдельного параметра ($a_1...a_8$) и затем констант моделей представляет собой огромную сложность. Не всегда есть возможность иметь фактические данные параметров бурения в любой момент времени, особенно в отечественных компаниях, что делает не привлекательной данную модель.[61]

Зарубежные источники посвящены в основном усложнению модели буримости путем учета новых факторов, влияющих на процесс бурения. также и в работе [62] рассмотрено моделирование вибрационных колебаний бурильной колонны, влияющих на процесс разрушения забоя скважин. Следует отметить, что рассмотренный фактор мало влияет на интенсивность бурения при проходке неглубоких скважин с применением забойных двигателей. Это связано с отсутствием вращения бурильной колонны и значительным ослаблением интенсивности колебаний.

Авторы другой работы [63,64] отмечают, что в настоящее время осуществляется переход от статических моделей процессов бурения к динамическим моделям. Последние дополнительно учитывают такие факторы, как вибрации бурильной колонны, температурные напряжения и многофазные буровые растворы.

Такое усложнение моделей ведет к использованию новых управляемых функций и удорожанию бурового процесса. Это оправдано при сооружении роторным способом глубоких скважин в сложных условиях, когда возрастает влияние на буровой процесс упомянутых дополнительных факторов.

Общая тенденция зарубежных публикаций – усложнение модели бурового процесса путем включения в соответствующие уравнения новых факторов. Влияние последних учитывается новыми управляемыми функциями, которые позволяет автоматизировать процесс бурения глубоких скважин в сложных условиях.

Выводы по разделу 2

1. Любая математическая модель буримости содержит начальную максимальную скорость бурения долотом с незатупленным вооружением.
2. Рассмотрены существующие критерии эффективности параметров технологического режима бурения. Наиболее значимыми критериями является

рейсовая скорость бурения и удельные эксплуатационные затраты на 1 м проходки скважины.

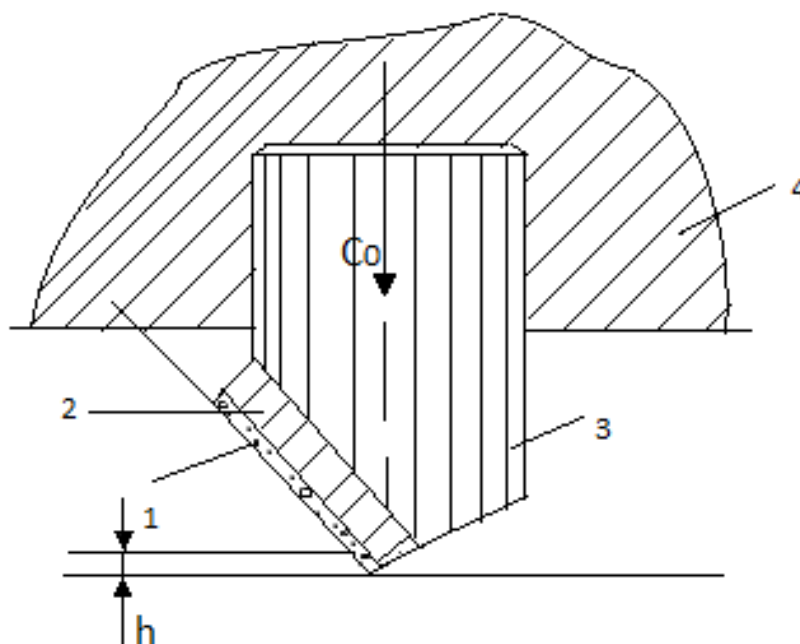
3. Рассмотрено влияние режимных технологических параметров на упомянутую начальную скорость бурения. При роторном бурении технологические параметры (осевая нагрузка, частота вращения долота, расход бурового раствора) независимы друг от друга; при использовании гидравлических двигателей параметры зависят от расхода бурового раствора.

4. Проанализированы существующие модели буримости. Учитывая специфику использования PDC-долот, наиболее приемлемой моделью для описания процесса взаимодействия долота с забоем, является модель содержащая начальную скорость, темп снижения последней и показатель степени, в которую возводится время использования долота.

3 Разработка модели буримости долотами PDC при строительстве нефтегазовых скважин на месторождении Узень

3.1 Разработка модели начальной скорости бурения долотами PDC

В предыдущем разделе показано, что для безопорных долот наиболее приемлемой математической моделью буримости является зависимость (2.22), которая включает три константы идентификации: начальную скорость V_0 , темп падения скорости бурения и показатель степени m , в которую возводится время бурения. Первоначально установим комплекс факторов, в наибольшей степени влияющих на величину начальной скорости V_0 долота PDC. Для описания этого процесса наиболее приемлема методика, разработанная для воздействия твердосплавного резца на забой скважины [43].



1. Поликристаллический алмазный слой; 2. Твердосплавная пластинка; 3. Зубок; 4. Корпус долота

Рисунок 3.1 – Алмазно-твердосплавный элемент вооружения долота PDC

С этой целью рассмотрим единичный алмазно - твердосплавный резец, выполненный в виде зубка, припаянного к корпусу долота (рисунок 3.1). Напомним, что алмазный слой значительно хуже сопротивляется растягивающим напряжениям при вращении долота, чем твердосплавная основа зубка. Для их снижения элемент вооружения (алмазный слой + твердосплавная пластинка) имеют тупой угол резания ($90^\circ + \alpha$), причем угол α составляет не менее 20° .

Под действием силы C_0 , являющейся частью общей осевой нагрузки на долото, происходит внедрение алмазно-твердосплавного зубка в породу забоя на глубину h (рисунок 3.1). В результате на внедряемых частях алмазно-твердосплавной пластины возникнут силы трения F_1 , F_2 и силы нормального

давления N_1 и N_2 , причем силы F_1 , F_2 , направлены против внедрения зубка (рисунок 3.2) и равны по величине:

$$\begin{cases} F_1 = f N_1; \\ F_2 = f N_2. \end{cases} \quad (3.1)$$

где f – коэффициент трения на контакте «зубок-порода забоя».

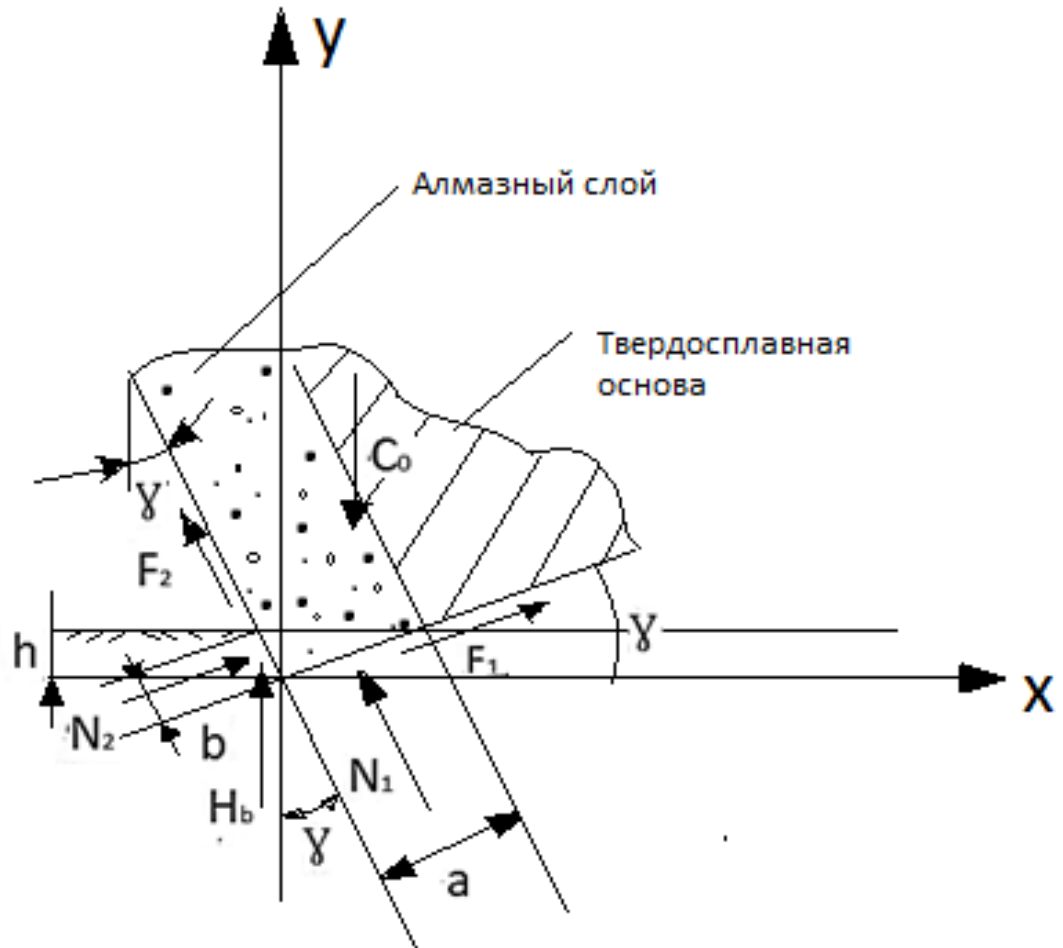


Рисунок 3.2 – Усилия, возникающие по плоскостям зубка при его внедрении в породу забоя

Условие равновесия всех сил при взаимодействии зубка с породой в векторной форме запишется:

$$\bar{C}_0 \geq \bar{N}_1 + \bar{N}_2 + \bar{F}_1 + \bar{F}_2; \quad (3.2)$$

или, в проекциях на оси x_0y (рисунок 3.2):

$$\begin{cases} \sum x = 0; +F_1 \cos \gamma - N_1 \sin \gamma + N_2 \cos \gamma - F_2 \sin \gamma = 0; \end{cases} \quad (3.3)$$

$$\begin{cases} \sum y = 0; -C_0 + F_2 \cos \gamma + N_2 \sin \gamma + N_1 \cos \gamma + F_1 \sin \gamma = 0; \end{cases} \quad (3.4)$$

Из первого уравнения (3.3) выразим N_2 через N_1 :

$$\begin{aligned} \sum x &= 0; fN_1 \cos \gamma - N_1 \sin \gamma + N_2 \cos \gamma - fN_2 \sin \gamma = 0; \\ -N_1(-f \cos \gamma + \sin \gamma) + N_2(\cos \gamma - f \sin \gamma) &= 0; \\ N_2 &= \frac{\sin \gamma - f \cos \gamma}{\cos \gamma - f \sin \gamma} N_1. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Подставляем значение N_2 из (3.5) в уравнение (3.4):

$$\begin{aligned} \frac{(\sin \gamma - f \cos \gamma)}{\cos \gamma - f \sin \gamma} N_1 (f \cos \gamma + \sin \gamma) + N_1 (\cos \gamma + f \sin \gamma) &= C_0 \quad (3.6) \\ N_1 \left[\frac{-(f \cos \gamma - \sin \gamma) + (f \cos \gamma + \sin \gamma) + (\cos \gamma + f \sin \gamma)(\cos \gamma - f \sin \gamma)}{\cos \gamma - f \sin \gamma} \right] &= C_0 \end{aligned}$$

После ряда упрощений получим величину нормальной силы N_1 :

$$N_1 = \frac{f(\sin \gamma - \cos \gamma) C_0}{f^2}. \quad (3.7)$$

Подставив значение N_1 из (3.7) в (3.5), получим величину силы N_2 :

$$N_2 = \frac{f(\cos \gamma - \sin \gamma) C_0}{f^2}. \quad (3.8)$$

Если контактную прочность породы при внедрении в нее резца обозначить H_B , то ее нормальные составляющие по граням резца, будут: [65]

по задней грани:

$$H_{BH.3} = H_B \cos \gamma; \quad (3.9)$$

по передней грани:

$$H_{BH.п} = H_B \sin \gamma; \quad (3.10)$$

В работе [12] показано, что можно принять $H_B \approx 0,62 P_{ш}$ ($P_{ш}$ - твердость породы по П.А. Шрейнеру).

При перемещении элемента (зубка) долота влево по стрелке «Б» (Рисунок 3.3) действие силы N_2 будет уравниваться нормальной составляющей контактной прочности горной породы $H_{BH.}$, действующей перпендикулярно плоскости *am* алмазного слоя пластины.

$$N_2 = H_{BH.} S_2. \quad (3.11)$$

где S_2 - площадь алмазного слоя, на которой действуют внутренние напряжения в породе.

Площадь контакта алмазного слоя S_2 зубка с пластиной без большой

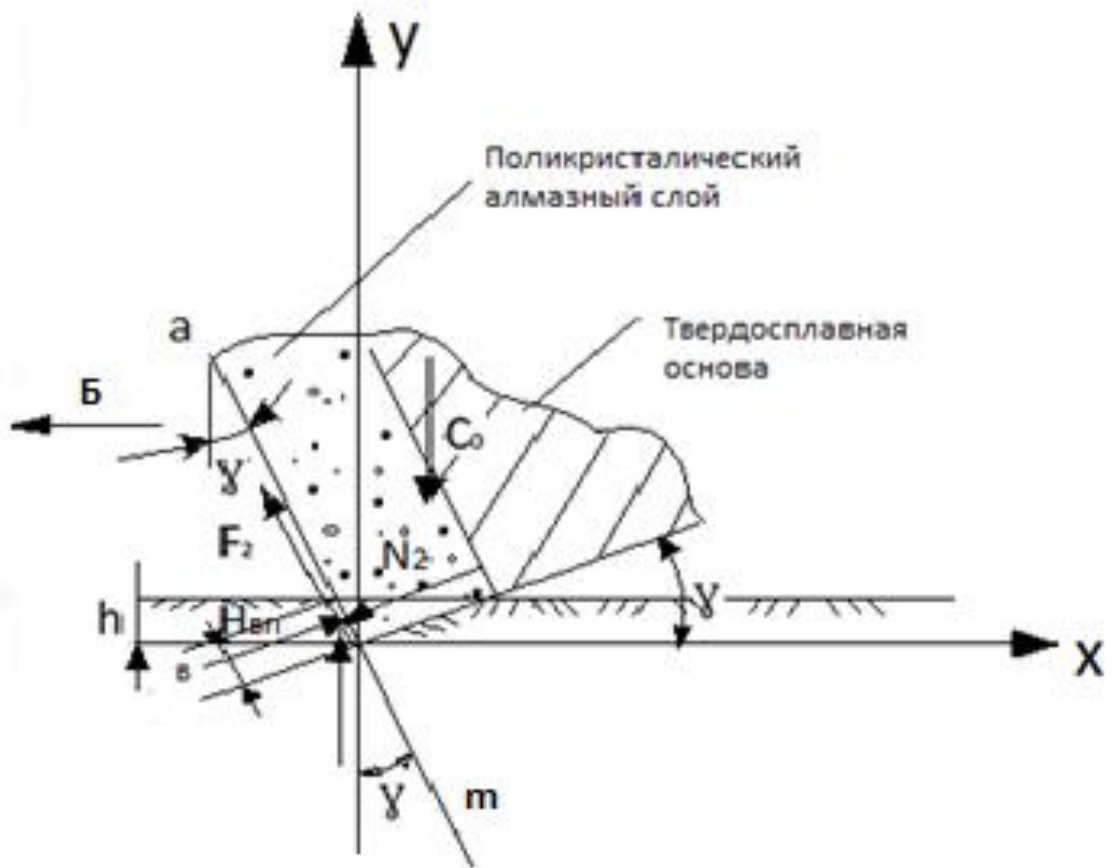


Рисунок 3.3 – Силы, действующие на перемещающийся алмазно-твердосплавный элемент долота PDC

погрешности можно определить (рисунок 3.3) следующей формулой:

$$S_2 = b \cdot l = \frac{hl}{\cos \alpha}. \quad (3.12)$$

где l – длина линии контакта алмазного слоя пластины с забоем скважины.

Подставив зависимости (3.8), (3.10), (3.12) в (3.11) и разрешив последнее относительно h , получим глубину внедрения алмазно-твердосплавного зубка в забой под действием силы C_0 :

$$h = \frac{(f \cos \gamma - \sin \gamma) C_0}{f^2 \cdot 0.62 \cdot P_{\text{ш}} \cdot \lg \gamma}. \quad (3.13)$$

Из (3.13) следует, что глубина внедрения зубка прямо пропорциональна действующей на нее силе C_0 и обратно пропорциональна твердости породы $P_{\text{ш}}$. Обозначим

$$\frac{f \cos \alpha - \sin \alpha}{f^2 0.62 \operatorname{tg} \alpha} = K_0. \quad (3.14)$$

Обычно $f=0.3$, $\alpha=20^\circ$; (такие величины f и α наиболее часто употребляются) тогда $K_0=2.9$. Рассмотрим теперь взаимодействие торцевых частей лопастей долота, на которых размещено несколько алмазно-твердосплавных зубков (Рисунок 1.3). Суммарная длина линии контакта алмазно-твердосплавных пластин с забоем скважины при износе лопасти долота не может быть больше радиуса долота, т.е. $l < R_g$. Реально алмазно-твердосплавные пластины на торцевых частях лопастей долота устанавливаются «вразбежку» (с зазором), т.е. в зависимость (3.13) нужно ввести вместо l выражение: [66]

$$l = K_1 R_g,$$

где коэффициент $K_1 < 1$, и определяется экспериментально; можно принять $K_1 = 0.7 \div 0.9$.

Если обозначить число лопастей m , частоту вращения – n , то с учетом зависимости (3.14), (3.13) получим скорость бурения V_a :

$$V_0 = h m n \quad \text{или} \quad (3.15)$$

$$V_0 = \frac{K_0}{K_1} \frac{m n G_{\text{л}}}{P_{\text{ш}} R_g}, \quad (3.16)$$

где $G_{\text{л}}$ – осевая нагрузка на торцевую часть одной лопасти долота.

С учетом того, что общая нагрузка $C_{\text{общ}}$ на долото равна $C_{\text{общ}} = C_{\text{л}} m$, зависимость (3.16) можно записать:

$$V_0 = \frac{K_0}{K_1} \frac{n C_{\text{общ}}}{P_{\text{ш}} R_g} \quad (3.17)$$

Таким образом, получена первая ступень математической модели буримости, которая определяет зависимость скорости углубления забоя скважины в начальный (короткий) период времени от технологических (n , $C_{\text{общ}}$), конструктивных (K_a , K_1 , m , $R_{\text{л}}$) параметров, а также от твердости ($P_{\text{ш}}$) буримой породы и не учитывает износ вооружения долота в течение рейса.

Общая осевая нагрузка на PDC-долото вычисляется по общеизвестной формуле:

$$C_{\text{общ}} = q D_{\text{д}}, \quad (3.18)$$

где q – осевая нагрузка, приходящаяся на 2,54 см диаметра долота; или в системе СИ: в мягких породах $q = (1 - 4)$ кН/см в породах средней твердости $q = (4 - 6)$ кН/см.

Приведем пример использования полученной формулы (3.17) для расчета скорости бурения PDC $D_d = 220$ мм долота с новым вооружением. Исходные данные: диаметр долота PCD $_d = 220$ мм, буримая порода – известняк, имеющий твердость $P_{ш}=800$ МПа [25]. Общая осевая нагрузка на долото с учетом (3.17) $C_{общ}=80$ кН, радиус долота $R_d=220:2=110$ мм = 0,11 м. Частота вращения долота $n=90$ об/мин = $1,5 \text{ сек}^{-1}$; Коэффициенты K_1 и K_0 : $K_1=0,8$; $K_0=2,9$.

Подставляя приведенные исходные данные в (3.17), получим величину начальной скорости бурения:

$$v_0 = \frac{2,9 \cdot 1,5 \cdot 80 \cdot 10^3}{0,8 \cdot 800 \cdot 10^6 \div 0,11} = 0,01049 \text{ м/с} = 17,8 \text{ м/ч.}$$

Полученная начальная скорость V_0 долотами PDC в целом подтверждается практикой бурения нефтегазовых скважин в мягких породах и частично в породах средней твердости.

Однако с течением времени бурения скорость проходки скважины снижается, что связано с влиянием целого ряда факторов, основным из которых является износ вооружения породоразрушающего инструмента.

3.2 Закономерность снижения скорости бурения долотами PDC в процессе проходки скважин

Установление зависимости скорости бурения от времени пребывания долота PDC на забое скважины дает возможность получить все параметры, входящие в формулу (2.22), т.е. получить математическую модель процесса.

С этой целью проведены наблюдения за изменением скорости бурения долотами PDC в течение времени их пребывания на забое скважины. Исследования проведены при бурении добывающих скважин на нефтегазовом месторождении Узень.

3.2.1 Краткая геологическая характеристика месторождения Узень

Нефтегазовое месторождение Узень расположено на юге Мангистауской области Казахстана и является одним из крупнейших в республике с начальными геологическими запасами: 1054 млн тонн [67]. Месторождение открыто в 1961 году, первоначально был получен фонтан газа из альбского яруса, а затем фонтан нефти из юрских отложений.

Месторождение Узень приурочено к крупной антиклинальной складке субширотного простирания. Месторождение многопластовое (Рисунок 3.4), связано с юрскими и отчасти с меловыми отложениями. В геологическом разрезе установлено 26 песчаных горизонтов, причем горизонты I-XII (сверху-вниз) мелового возраста – газоносны, а горизонты XIII – XVIII – верхне и среднеюрского возраста представляют основной этаж нефтегазосности. На отдельных куполах отмечена нефтегазоносность XIX-XXIV горизонтов нижнеюрского возраста.

(Основной свод); Г – коллектор залежи А горизонта Ю-XXII(Основной свод); Д – геологический разрез по линии I-I; Е – разрез продуктивной части отложений.

Контуры: 1 – нефтегазоности; 2 – газоносности. Купола и своды на структурных картах: I – Западно –Карамандыбаский; II – Восточно-Карамандыбайский;III – Парсумурунский;IV – Аксайский;V – Восточно-Парсумурунский;VI – Северо-Западный;VII– Хумурунский;VIII– Центральный; IX – Основной.

Литологически породы месторождения представлены частым и неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин, содержащих большое количество углистых растительных остатков и отпечатков флоры; присутствуют тонкие линзовидные прослойки углей. Текстура пород горизонтальная, пологоволокнистая, неяснослоистая, линзовидная, реже массивная. Песчаники преимущественно мелкозернистые, а подчиненными прослоями среднезернистых разностей к различной степени цементации. Алевролиты неравномерно песчанистые, с включением крупного обугленного растительного детрита, темносерые. Глины серые, до черных, содержат значительное количество мелкого, реже крупного обугленного растительного детрита.

По твердости $P_{ш}$ по породы месторождения относятся к мягким и частично средней твердости $P_{ш}=600-800$ МПа Л.А.Шрейнеру.

Основными пороодообразующими компонентами песчаников и алевролитов являются обломки кремнистых, слюдисто-кремнистых, глинистых и эффузивных пород, зерна кварца и полевых шпатов, листочки мусковита и биотита. Цемент по составу глинистый, основной компонент в нем – каолинит с примесью гидрослюда и хлорита.

Содержание средне-крупнозернистого материала (сумма фракций более 1 мм) увеличивается с глубиной.

Содержание мелкопесчаной и алевролитовой фракций (0,25-0,1 и 0,10-0,01 мм) по горизонтам в породах-коллекторах составляет свыше 50%.

Одной из особенностей геологического строения продуктивной толщи Южного Мангышлака (включая месторождение Узень) является развитие в Юрской продуктивной толще гранулярных коллекторов порового типа, присущих песчаникам и алевролитам. Пористость продуктивных пород – коллекторов изменяется от 30,7% до 20,6%, а проницаемость – от 0,001 до 2,261 мкм².

Основная характеристика нефти месторождения: плотность – 844÷879 кг/м³, содержание: серы – 0,16÷2%, парафина – 16-22,6%; смол – 8-20%; нефть содержит в пластовых условиях 60 м³/м³ растворенного газа; коэффициент нефтенасыщенности – 0,53-0,73, газонасыщенности – 0,5-0,6; начальные пластовые давления – 11,2 -19,35 МПа при температуре пластов 57-84⁰С.

Начальные дебиты нефти по горизонтам – от 1 м³/сут до 80 м³/сут, газовый фактор: 47-275 м³/м³. Дебиты газа изменялись от 8 до 230 тыс. м³/сут.

Покрышками продуктивных горизонтов служат глины толщиной от 2 до 60 м. Эффективная толщина коллекторов изменяется в пределах от 4 до 30 м. в газовых залежах нижнего мела – от 2,6 до 167 м в юрских горизонтах.

Оператором добычи нефтегазового сырья является государственная компания «КазМунайГаз». Рекордная добыча нефти относится к 1975 году (16,3 млн. тонн). В последние годы добыча составляет 5-6млн.т. На месторождении эксплуатируется порядка 4000 добывающих и большое количество нагнетательных и контрольных скважин.

3.3 Состояние буровых работ на месторождении Узень

Буровые работы являются одним из основных и достаточно затратных технологических процессов при эксплуатации месторождения Узень.

Повышение производительности и снижение стоимости бурения скважин достигается совершенствованием соответствующей техники и технологии и, в первую очередь, применением эффективных породоразрушающих инструментов.

В недавнем прошлом на месторождении для бурения применялись шарошечные долота, которые, как известно, используется во всем диапазоне буримых пород: от мягких до твердых и крепких. Как известно, буримые породы месторождения относятся к мягким и частично средним по твердости. Ниже (рисунок 3.5) приведен фрагмент геолого-технического наряда, разработанного в период применения на месторождении шарошечных долот НАТ производства Китайской народной республики (Российский аналог-долота типа МЗ или МСЗ). Как следует из рисунка 3.5, конструкции добывающих скважин следующие: направление диаметром

324 мм длиной 30 м; кондуктор диаметром 245 мм. (интервал обсадки – О-220 м) и эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, перекрывающая интервал 0-1290 м с последующим его цементированием.

Вращение долота осуществляется ротором буровой установки китайского производства. Из приведенной конструкции следует, что основной объем бурения относится к проходке скважины диаметром 215,9 мм под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм (85% от общего метража скважины). Стойкость долота при бурении упомянутого интервала составляет 720-740 м. Средняя механическая скорость бурения рассчитана путем деления длины пробуренного интервала на время пребывания на забое скважины, что в среднем составляет 5,5-6,5 м/ч. Другой особенностью использования шарошечных долот является создание большой осевой нагрузки на забой (G-160-180 кН) для реализации объемного разрушения породы. Однако это приводит к более интенсивному износу вооружения и опор шарошечного долота, а также элементов бурильной колонны.

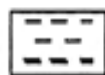
В связи с изложенным руководство ТОО «Бургылау» являющееся дочерней компанией.

Состав инструмента:

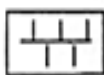
интервал 0-20м долото 393,7м + УБТ - 203мм (18м) + ВБТ (квадрат). 20м – 220м долото 255,3мм + КЛС 295,3мм + УБТ 203мм(20м) + УБТ 165мм(80м) + ТБТ 114м 220-1290м. Долото 295,3мм КЛС 213,9мм + УБТ 165мм (18м) + верх стабилизатор 2,12мм.

Метры	Геологический разрез	Конструкция скважины	Марка долота	Вращатель долота	Параметры режима бурения			V_0 , м/с	h_d , м	Кол-во долот по интервала м
					G, кН	n, об/мин	Q, л/с			
0		Φ 324	393,7М	ротор		60	34-38			
100		30м Φ 245	III – 255,3 НАТ(кнр)	ротор	30- 40	60-90	28-34	12	200	0,2
200		220м Φ 168			160- 180			6,5		
300										
400										
500			215, g НАТ(кнр)	Ротор		60-90	28-32			
600										
700					166- 180			6,5	870	
800										1,5
900										
1000	I·I·I·I·I· ·I·I·I·I·I·						28-34			
1100	I·I·I·I·I· ·I·I·I·I·I·									
1200	I·I·I·I·I· ·I·I·I·I·I·							5,5	200	
1300	I·I·I·I·I· ·I·I·I·I·I·	1290								

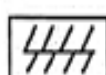
условные обозначения



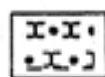
глина



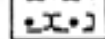
известняк



мергель



песчаник



нефтяносный

G – осевая нагрузка; n – частота вращения;

Q – расход бурового раствора; V_n – средняя механическая скорость

Рисунок 3.5 – Фрагмент геолого-технического наряда (ГТН) для бурения нефтедобывающей скважины (месторождение Узень) с применением шарошечных долот

АО «УзеньМунайГаз», выступила с инициативой внедрить при бурении скважин различного назначения долота PDC взамен шарошечных, причем для вращения новых долот на забое применить винтовой забойный двигатель. Такой радикальный шаг по разработке новой технологии бурения был основан для следующих соображений:

1. Месторождение Узень сложено мягким и частично-средней твердости неабразивными породами; в таких породах применение долот PDC наиболее эффективно;

2. Долота PDC относятся к безопорным долотам, они значительно проще по конструкции и требуют для реализации объемного разрушения породы значительно меньших по величине осевых нагрузок; это, в свою очередь, при использовании винтовых двигателей значительно снижает нагрузки, действующие на бурильную колонну и другое буровое оборудование;

3. В Казахстане появились отечественные производители PDC – долот, например, фирма «Жигер», расположенная в г. Атырау, с которой было установлено взаимовыгодное сотрудничество.

Была разработана технология бурения долотами PDC, основные элементы которой приведены на фрагменте соответствующего геолого-технического наряда (рисунок 3.6).

Как следует из фрагмента ГТН (рисунок 3.6), отмечены следующие положительные изменения в технологии бурения долотами PDC:

- резкое снижение рациональной осевой нагрузки на забой, которая при бурении под эксплуатационную колонну составила G-30-40кН, вместо 160-180 кН при бурении шарошечными долотами, т.е. в 4-5 раз.

- снижение осевой нагрузки на забой при неизменности других параметров (частоты вращения долота и расхода бурового раствора) позволила тем не менее, повысить среднюю механическую скорость в $1,4 \div 1,5$ раза в сравнении с бурением шарошечными долотами.

- применение винтового забойного двигателя для привода долота PDC во вращение позволило резко снизить нагрузки на элементы бурильной колонны, что, несомненно, в будущем скажется на повышении долговечности ее работы.

- особо следует остановиться на стойкости долота PDC; из фрагмента ГТН (рисунок 3.6), видно, что долотом PDC пройден весь интервал бурения под эксплуатационную колонну равной 1160 м, при этом долото было пригодно для дальнейшего бурения; напомним, что стойкость шарошечного долота в аналогичных условиях (рисунок 3.5) составляет 720-740 м.

На месторождении Узень с применением долот PDC пробурены сотни скважин, однако до сих пор не разработана модель процесса формирования скважины этим породразрушающим инструментом в соответствии с общей зависимостью (2.22) и с учетом конкретных горно-геологических условий.

Другими словами, не установлены количественная закономерность изменения механической скорости бурения по мере уменьшения ресурса работы долота. Такая закономерность позволила бы прогнозировать

производительность буровых работ в любой момент времени и в дальнейшем оптимизировать эксплуатационные расходы на проходку 1 м скважины.

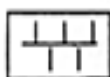
При разработке модели буримости следует учитывать следующее горно-геологические условия месторождения Узень:

Метры	Геологический разрез	Конструкция скважины	Марка долота	Вращатель долота	Параметры режима бурения			V_0 , м/с	h_3 , м	Кол-во долот по интервала
					G, кН	n, об/мин	Q, л/с			
0		Φ 324	393,7М	ротор	30	60-90	34-36		30	0,1
100		30м	PDC 295,3	ротор	30-40	60-90	28-34	8	190	0,1
200		220м	PDC 220,7	Винтовой забойный двигатель ВЗД - 172	30-40	60-90	28-32	10	1160	0,3
300		Φ 158								
400										
500										
600										
700										
800										
900										
1000										
1100										
1200										
1300										
		1380						8		

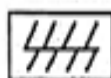
Условные обозначения



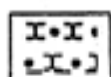
глина



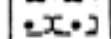
известняк



мергель



песчаник



нефтяной

G – осевая нагрузка; n – частота вращения;

Q – расход бурового раствора; V_n – средняя механическая скорость

Рисунок 3.6 – Фрагмент геолого-технического наряда (ГТН) для бурения нефтедобывающей скважины (месторождение Узень) с применением PDC долот

- в первом приближении геологический разрез можно принять однородным по буримости;

- неглубокое залегание продуктивных пластов (1000-1500 м), что дает возможность использовать одно долото PDC при бурении под эксколонну в нескольких скважинах;

- модель буримости следует разработать для бурения долотом PDC 220,7 мм при бурении интервала под эксплуатационную колонну, так как, этот интервал составляет 85% от общего метража скважины.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- хронометражные наблюдения за производительностью бурения долотами PDC 220,7 под эксколонну и за степенью уменьшения ресурса инструмента;

- группировка данных по производительности бурения долотами PDC, отбраковка «подозрительных данных» и обработка соответствующих данных в группах;

- определение степени уменьшения ресурса работы долота PDC после бурения каждого конкретного интервала под эксколонну;

- построение графической и аналитической зависимости производительности бурения долотом PDC в зависимости от времени пребывания последнего на забое в скважинах;

- вычисление параметров идентификации и составление модели буримости; анализ полученных результатов.

Для решения первой задачи были проведены хронометражные наблюдения за процессом бурения скважины долотами PDC 220,7 мм под эксколонну. Каждое новое долото отмечалось маркером (насечкой), соединялось с валом винтового двигателя ВЗД-172 и опускалось в скважину.

В момент начала бурения фиксировалась начальная скорость бурения, затем этот же параметр измерялся в первой скважине через каждые 11 часов, во второй скважине через каждые 12 часов, в третьей скважине через каждые 16 часов и наконец в четвертой скважине через каждые 22 часа работы долота. Фиксировалось время подъема долота после бурения всего интервала под эксколонну. На поверхности проводился осмотр долота для определения износа рабочих элементов.

Затем маркером делалась вторая отметка на долоте, которое использовалось повторно для бурения под эксколонну в другой скважине с фиксацией тех же параметров (скорости бурения в зависимости от времени, время СПО, визуальный осмотр долота на поверхности). Затем делалась третья отметка (насечка). Долото вновь использовалось для бурения под эксколонну в третьей скважине с фиксацией упомянутых параметров; и, наконец, после подъема на долоте отмечалась последняя, четвертая насечка, инструмент вновь опускался в скважину для бурения под эксколонну в четвертой скважине с фиксацией изменения скорости бурения от времени, срока СПО и степени износа долота. Результаты экспериментальных работ с соответствующими

рисунками приведены в приложении Б. Для решения дальнейших упомянутых задач применялись методы математической статистики [68].

Для решения второй задачи полученные данные по результатам бурения под эксколону долотами PDC разделялись на 4 группы. Принцип деления данных по группам – количество скважин, в которых долото PDC применялось для бурения под эксколону. В результате получены четыре группы данных о производительности долот в зависимости от их времени пребывания на забое. Первая группа включает данных об изменениях скорости бурения интервала под эксколону от времени новым, неиспользованным ранее долотом. Вторая группа содержит данные об упомянутой функциональной связи для долот, которые ранее уже использовались при бурении интервала под эксколону в скважинах 1-ой группы. Третья группа содержит сведения производительности бурения от времени долотами, ранее применявшимися в скважинах 1 -ой и 2-ой групп. Наконец, 4-я группа представляет ряд значений изменения скорости бурения от времени долотами, ранее применявшимися для проходки интервала под эксколону в скважинах 1-ой, 2-ой и 3-ей групп.

Для решения третьей задачи проведена отбраковка «подозрительных данных» по критерию «трех сигм». К числу таких отбракованных данных относились: ошибки экспериментатора, измерившего повышение скорости бурения во 2-ой группе скважин по сравнению с первой группой, поломка нескольких рабочих элементов долота в результате чрезмерной осевой нагрузки, осложнения вызвавшие необходимость подъема долота.

Первоначально наблюдения проведены в 127 скважинах отбраковано данные по 11 скважинам. Для анализа остались данные по 116 скважинам. Затем количество скважин, по которым были использованы данные, выросло до 197 скважин.

Количество скважин в каждой группе, по данным которых проводились дальнейшие исследования, указано в таблице 3.1. Здесь же указаны изменения скорости бурения v при бурении интервала под эксколону и времени бурения t_b каждой группе скважин.

Для установления тесноты связи, между фактором времени и скорости бурения ε определено корреляционное отношение τ для каждой группы скважин.

Известно, что корреляционное отношение τ отражает связь при зависимости любого вида; оно равно:

$$\tau = \sqrt{\frac{D_{\bar{y}i}}{D_y}}, \quad (3.18)$$

где $D_{\bar{y}i}$ – дисперсия средних значений откликов величины y_i ;

D_y – общая дисперсия величины y .

В свою очередь величины $D_{\bar{y}i}$ и D_y определяются следующими формулами:

$$D_{\bar{y}i} = \frac{1}{N-1} (\sum y_i^2 m_i - N_{\bar{y}}^2), \quad (3.19)$$

$$D_y = \frac{1}{N-1} (\sum y_j^2 n_j - N_{\bar{y}}^2), \quad (3.20)$$

Применительно к рассматриваемому случаю скорость бурения (V) обозначается через y_i , а время пребывания долота на забое (t) – через X_i .

N – общее число опытов (измерений скорости бурения и соответствующего времени пребывания долота на забое).

Y_i – величина отклика (скорость бурения) в зависимости от времени пребывания долота на забое;

m_i – частота измерений скорости бурения в зависимости от фиксированного времени пребывания долота на забое;

$\bar{y}$ – средневзвешенный отклик (средняя механическая скорость бурения);

y_j – частота измерений скорости бурения при ее фиксированной величине.

Для установления степени связи между временем пребывания долота PDC на забое и соответствующей скорости бурения необходимо было вычислить дисперсии. D и D_y для каждой из 4-х групп скважин.

Первоначально составлена таблица 3.1, в которой результаты наблюдений за скоростью и степенью уменьшения ресурса работы долота разбиты на 4 группы. В каждой группе скважин приведены интервалы времени замеров скорости бурения и соответствующее им механической скорости бурения.

Например, в первой группе скважин интервалу замеров времени 0-11 часов соответствуют 5 замеренных скоростей бурения: 18,5; 18,4; 18,35; 18,1 и 17,8 м/ч (столбцы 1,2 таблица 3.1), а интервалу замеров 55-66 часов при бурении скважин 1-ой группы соответствуют следующие 5 значений скорости: 15,1; 14,5; 14,6; 14,7; 14,8 м/ч. Такой же принцип деления по интервалам времени и соответствующим скоростям бурения сохраняется и для других групп скважин (таблица 3.1). Затем для каждой группы скважин составлены корреляционные таблицы для определения условных средних значений D_{yc} – и общей дисперсии D_y , а затем – корреляционного отношения τ (таблица 3.2; 3.3; 3.4; 3.5). Из приведенных расчетов следует, что связь между скоростью бурения и временем пребывания долота на забое весьма тесная, составляет в среднем 95%, т.е. приближается к функциональной зависимости.

Таблица 3.1 – Данные измерения скорости бурения и износа долота PDC 220,7 мм по группам скважин (параметры технологического режима: осевая нагрузка $G=35\text{кН}$, частота вращения долота $n=90$ об/мин расход букового раствора $Q=32\text{л/с}$)

1 группа скважин. Уменьшение ресурса работы долота $A_1=21,6\%$ к концу рейса		2 группа скважин. Уменьшение ресурса работы долота $A_2=45,7\%$ к концу рейса		3 группа скважин. Уменьшение ресурса работы долота $A_3=62,1\%$ к концу рейса		4 группа скважин. Уменьшение ресурса работы долота $A_4=96,9\%$ к концу рейса	
Интервал времени замеров скорости бурения t , час	Механ ическая скорость бурения V , м/ч	Интерва л времени замеров скорости бурения t , час	Механическая скорость бурения V , м/ч	Интервал времени замеров скорости бурения t , час	Механичес кая скорость бурения V , м/ч	Интерва л времени замеров скорости бурения t , час	Механ ическая скорость бурения V , м/ч
1	2	3	4	5	6	7	8
0-11	18,5; 18,4; 18,35; 18,1; 18,8	0-12	14,5; 14,4; 14,4; 14,3; 14,2; 14,2; 14,0; 13,8; 13,9; 13,7	0-16	10,7; 10,7; 10,8; 10,8; 10,4; 10,5; 10,6; 10,2	0-22	8,8; 8,9; 9,1; 9,0; 9,1; 9,2; 8,8
11-22	18,0; 17,8; 17,5; 17,6; 17,7; 17,1; 17,3	12-24	14,0; 13,5; 13,7; 13,8; 13,6; 13,1; 13,2; 13,2; 13,2; 13,3; 13,1; 12,9	16-32	10,9; 10,4; 10,4; 10,5; 10,6; 10,7; 10,2; 10,2; 10,3	22-44	8,4; 8,5; 8,6; 8,7; 8,1; 8,2; 8,3
22-33	17,4; 17,3; 17,1; 17,0; 16,8	24-36	13,4; 13,4; 13,3; 13,2; 12,6; 12,6; 12,7; 12,7; 12,8; 12,8; 12,4	32-48	10,5; 10,1; 10,2; 10,3; 10,3; 10,4; 10,4; 10,0	44-66	8,0; 8,1; 8,2; 8,2; 8,3; 7,7; 7,8; 7,9
33-44	16,9; 16,1; 16,2; 16,3; 16,4; 15,9	36-48	13,4; 12,6; 12,6; 12,7; 12,1; 12,2; 12,2; 12,3; 12,3; 11,6; 11,7	48-64	10,2; 9,8; 9,9; 9,9; 10,0; 10,1; 9,6; 9,8	66-88	7,6; 7,7; 7,7; 7,2; 7,25; 7,3; 7,3

Продолжение Таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
44-55	16,0; 15,9; 15,8; 15,3; 15,2; 15,4	48-60	11,9; 12,1; 12,1; 12,2; 12,2; 12,3; 11,6; 11,6; 11,7; 11,7; 11,8; 11,9; 11,4	64-80	10,0; 9,5; 9,5; 9,6; 9,7; 9,6; 9,8; 9,3; 9,4; 9,4	88-110	7,2; 7,5; 6,8; 6,9; 7,0; 7,1; 7,2; 6,7
55-66	15,1; 14,5; 14,6; 14,7; 14,8	60-72	12,1; 11,6; 11,6; 11,7; 11,8; 11,9; 11,1; 11,2; 11,3; 11,4; 11,3	80-96	9,7; 9,2; 9,3; 9,4; 9,5	110-132	7,1; 6,4; 6,5; 6,6; 6,7; 6,8; 6,2; 6,3
Итого:	34 скважины	Итого:	68 скважины	Итого:	48 скважины	Итого:	46 скважины

Таблица 3.2 – определение тесноты связи между скоростью бурения $y(V)$ и временем пребывания долота на забое $x_i(t)$ (первая группа скважин износа долота к концу бурения интервала 220-1340 м составляет 21,6%)

№	Скорость м/ч $y_i(V)$	Время бурения $x_i(t)$, час						n_j	$y_j n_j$	$y_j^2 n_j$
		0-11 5,5	11-22 16,5	22-33 27,5	33-44 38,5	44-55 49,5	55-66 60,5			
		1	2	3	4	5	6			
8	18,25 18,5- 18,0	4						4	73	1332,6
7	17,75 18,0- 17,5	1	5					6	106,5	1890,4
6	17,25 17,5- 17,0		2	3				5	86,25	1487,8
5	16,75 17,0- 16,5			1	1			2	33,5	561,1
4	16,25 16,5- 16,0				4			4	65	1056,2
3	15,75 16,0- 15,5				1	3		4	63	992,2
2	15,25 15,5- 15,0					4	1	5	76,25	1163,8
1	14,75 15,0- 14,5						4	4	59	870,2
1	m_i	5	7	4	6	7	5	$\sum 34$	$\sum 562,5$	$\sum 9353,1$
1	$\sum y_j m_{ij}$	90,75	123,2 5	68,5	97,5	108,2 5	74,25			
2	$\bar{y}_i$	18,15	17,61	17,12	16,25	15,46	14,85			
3	$\bar{y}_i^2 m_i$	1647, 11	2170, 18	1172, 38	1584,3 7	1673, 08	1102, 61			

Дисперсия условных средних:

$$D_{\bar{y}i} = \frac{1}{N-1} \left(\sum y_j m_{ij} - N \bar{y}^2 \right) = \frac{9349,73 - 34 \cdot 16,84^2}{33} = 1,45$$

Общая дисперсия:

$$D_y = \frac{1}{N-1} \left(\sum y_j^2 n_j - N \bar{y}^2 \right)$$

Корреляционное отношение для 1-ой группы скважин:

$$\tau_1 = \sqrt{D_{\bar{y}i} / D_y} = \sqrt{1,46 / 1,56} = 0,96.$$

Таблица 3.3 – Определение тесноты связи между скоростью бурения $y_i(V)$ и временем пребывания долота на забое $x_i(t)$ (2-ая группа скважин, износ долота к концу рейса составляет 45,7%)

№	Скорость м/ч $y_i(V)$	Время бурения $x_i(t)$, час						n_j	$y_j n_j$	$y_j^2 n_j$
		0-12 6	12-24 18	24-36 30	36-48 42	48-60 54	60-72 66			
		1	2	3	4	5	6			
7	14,5-14 14,25	6	1					7	99,75	1421
6	14,0-13,5 13,75	4	4					8	110	1512
5	13,5-13,0 13,25		6	4	1			11	145,75	1931
4	13,0-12,5 12,75		1	6	3			10	127,5	1625
3	12,5-12,0 12,25			2	5	5	1	13	159,25	1950
2	12,0-11,5 11,75				2	7	5	14	164,5	1932
1	11,5-11,0 11,25					1	5	6	67,5	759,3
	m_i	10	12	12	11	13	11	$\sum 69$	$\sum 874,25$	$\sum 1113$
1	$\sum y_j m_{ij}$	140,5	161,5	153,7	136,25	154,75	127,25			
1	$\bar{y}_i$	14,05	13,46	12,81	12,39	11,90	11,57			
2	$\bar{y}_i^2 m_i$	1974,02	2174,06	1969,15	1688,63	1840,9	1472,51			

Дисперсия условных средних:

$$D_{\bar{y}_i} = \frac{1}{N-1} \left(\sum y_j m_i - N \bar{y}^2 \right) = \frac{11125,3 - 11070,25}{68} = 0,81$$

Общая дисперсия: $D_y = \frac{1}{N-1} (\sum y_j^2 n_j - N \bar{y}^2) = \frac{11133,81 - 11079,25}{68} = 0,96$

Корреляционное отношение для 2-ой группы скважин:

$$\tau_1 = \sqrt{D_{\bar{y}_i} / D_y} = \sqrt{0,81 / 0,96} = 0,92.$$

Таблица 3.4 – Определение тесноты связи между скоростью бурения $y_i(V)$ и временем пребывания долота на забое $x_i(t)$ (3-я группа скважин, износ долота к концу рейса составляет 62,1%)

Скорость м/ч $y_i(V)$	Время бурения $x_i(t)$, час						n_j	$y_j n_j$	$y_j^2 n_j$
	0-16 8	16-32 24	32-48 40	48-64 56	64-80 72	80-96 88			
	1	2	3	4	5	6			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11-10,7 10,85	4	1					5	54,25	588,6
10,7-10,4 10,55	3	5	1				9	94,95	1001,7
10,4-10,1 10,25	1	3	6	1			11	112,75	1155,7
10,1-9,8 9,95			1	5	1		7	69,65	693,0

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9,8-9,5 9,65				2	6	1	9	86,85	837,1
9,5-9,2 9,35					3	4	7	65,45	611,9
m_i	8	9	8	8	10	5	$\sum 48$	$\sum 483,9$	$\sum 488$
$\sum y_j m_{ij}$	85,3	94,35	82	79,3	95,9	47,0 5			
$\bar{y}_i$	10,66	10,48	10,25	9,91	9,59	9,41			
$\bar{y}_i^2 m_i$	919,08	988,47	840,5	785,66	919,68	442, 74			

Дисперсия условных средних:

$$D_{\bar{y}i} = \frac{1}{N-1} \left(\sum y_j m_i - N \bar{y}^2 \right) = \frac{4886,13 - 4848,12}{47} = 0,81$$

Общая дисперсия: $D_y = \frac{1}{N-1} (\sum y_j^2 n_j - N \bar{y}^2) = \frac{4889,1 - 4848,12}{47} = 0,872$

Корреляционное отношение для 3-ей группы скважин: $\tau_1 = \sqrt{D_{\bar{y}i}/D_y} = \sqrt{0,81/0,872} = 0,96$.

Таблица 3.5 – Определение тесноты связи между скоростью бурения $y_i(V)$ и временем пребывания долота на забое $x_i(t)$ (4-я группа скважин, износ долота к концу рейса составляет 96,9%)

Скорость м/ч $y_i(V)$	Время бурения $x_i(t)$, час						n_j	$y_j n_j$	$y_j^2 n_j$
	0-16 8	16-32 24	32-48 40	48-64 56	64-80 72	80-96 88			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9,2-8,8 9,0	6						6	54	486
8,8-8,4 8,6	1	4					5	43	369,8
8,4-8,0 8,2		3	5				8	65,6	537,92
8,06-7,6 7,8			3	3			6	46,8	365,04
7,6-7,2 7,4				5	2		7	51,8	383,32
7,2-6,8 7,0					5	1	6	42	294,0
6,8-6,4 6,6					1	5	6	39,6	261,36

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6,4-6,0 6,2						2	2	12,4	76,88
m_i	7	7	8	8	8	8	$\sum 46$	$\sum 355,2$	$\sum 2774$
$\sum y_j m_{ij}$	62,6	59	64,4	60,4	56,4	52,4			
$\bar{y}_i$	8,94	8,43	8,05	7,55	7,05	6,55			
$\bar{y}_i^2 m_i$	559,4 6	497,4 5	518,4 2	456,0 2	397,6 2	343, 22			

Дисперсия условных средних:

$$D_{\bar{y}i} = \frac{1}{N-1} \left(\sum y_j m_i - N_{\bar{y}}^2 \right) = \frac{2772,19 - 46 \cdot 7,72^2}{45} = 0,681$$

Общая дисперсия: $D_y = \frac{1}{N-1} (\sum y_j^2 n_j - N_{\bar{y}}^2) = \frac{2774,32 - 2741,53}{45} = 0,728$

Корреляционное отношение для 4-ой группы скважин: $\tau_1 = \sqrt{D_{\bar{y}i}/D_y} = \sqrt{0,681/0,728} = 0,97$.

Показатели статистической обработки данных скорости бурения долотами PDC от времени пребывания породоразрушающего инструмента на забое по группам скважин, а также другие данные приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Показатели статистической обработки скорости бурения долотами PDC по группам скважин

№ группы скважин	Количество скважин в группе	Изменение скорости бурения м/ч	Средневзвешенная скорость бурения V_{cp}	Время бурения интервала $t_{инт}$, час	Степень уменьшения ресурса долота $A_{кп}$, % к концу рейса	Корреляционное отношение τ
1	2	3	4	5	6	7
1	34	18,5-14,5	16,8	64,4	21,6	0,96
2	69	14,5-11,0	12,8	78,1	45,7	0,92
3	48	11-9,2	10,08	97,6	62,1	0,96
4	45	9,2-6,0	7,72	133,6	96,9	0,97

$\sum 197$ скв.

Имея экспериментальные данные о скорости по истечении времени, найдем $\Delta \vartheta$ (темп снижения механической скорости проходки в начальный период, м/ч) как моментальное изменение скорости бурения за определенный промежуток времени, причем учитывая влияние степени уменьшения ресурса вооружения долота, то есть форму кривой, по следующей формуле:

$$\Delta v = \frac{v_{01} - v_{02}}{t_u^m}, \quad (3.21)$$

где v_{01} - механическая скорость проходки за время, измеренное в качестве начального периода времени, м/ч; v_{02} - механическая скорость проходки, за последующее измеренное время, м/ч; t - интервал времени измерений, час; m – показатель степени, показывающий изменение мгновенной скорости проходки во времени $v(t)$ (при $m=1$, с постоянной интенсивностью снижения $v(t)$; при $m > 1$, с нарастающей интенсивностью падения $v(t)$; при $m < 1$, с замедлением интенсивности падения $v(t)$).

Выбираем 3 точки из базы полученных данных: механическая скорость и соответствующее измеренное время и подставляем в уравнение (2.25). Точка замера, которая была зафиксирована в последний момент из этих трех точек принимаем за $v(t)$ и два других скорости следовательно за v_{01} и v_{02} , t_u^m - интервал времени в степени m , t^m - время, замеренное в последний момент. Откуда получаем значение m путем решения уравнения (2.25):

$$v(t) = v_0 - \frac{v_{01} - v_{02}}{t_u^m} t_k^m, \quad m = \frac{\ln \frac{v(t) - v_0}{v_{01} - v_{02}}}{\ln \frac{t_k}{t_u}}, \quad (3.22)$$

где t_k - конечное время замера, ч; v_0 - скорость в начальный момент времени, м/ч.

И по формуле (3.21) вычисляем значение Δv .

На рисунке 3.7 приведены графическая зависимость скорости бурения в зависимости от времени пребывания долота PDC 2120,7 мм на забое скважин, построенная по данным таблиц 3.1÷3.6. Анализ упомянутой зависимости $V=f(t)$ показывает, что стойкость долот PDC в горно-геологических условиях месторождения. Узень составляет порядка 4500м, т.е., как показано ранее, одним долотом PDC можно пробурить интервалы под эсколонну в 4-х скважинах.

На этом же Рисунке 3.7, показана математическая модель с использованием на месторождении для бурения ранее применявшихся шарошечных долот (кривая 2). Сравнение кривых 1 и 2 показывает, что долота PDC примерно превышают шарошечные: по стойкости – в 4,5 раз, а по производительности – в 2 раза. [69,70]

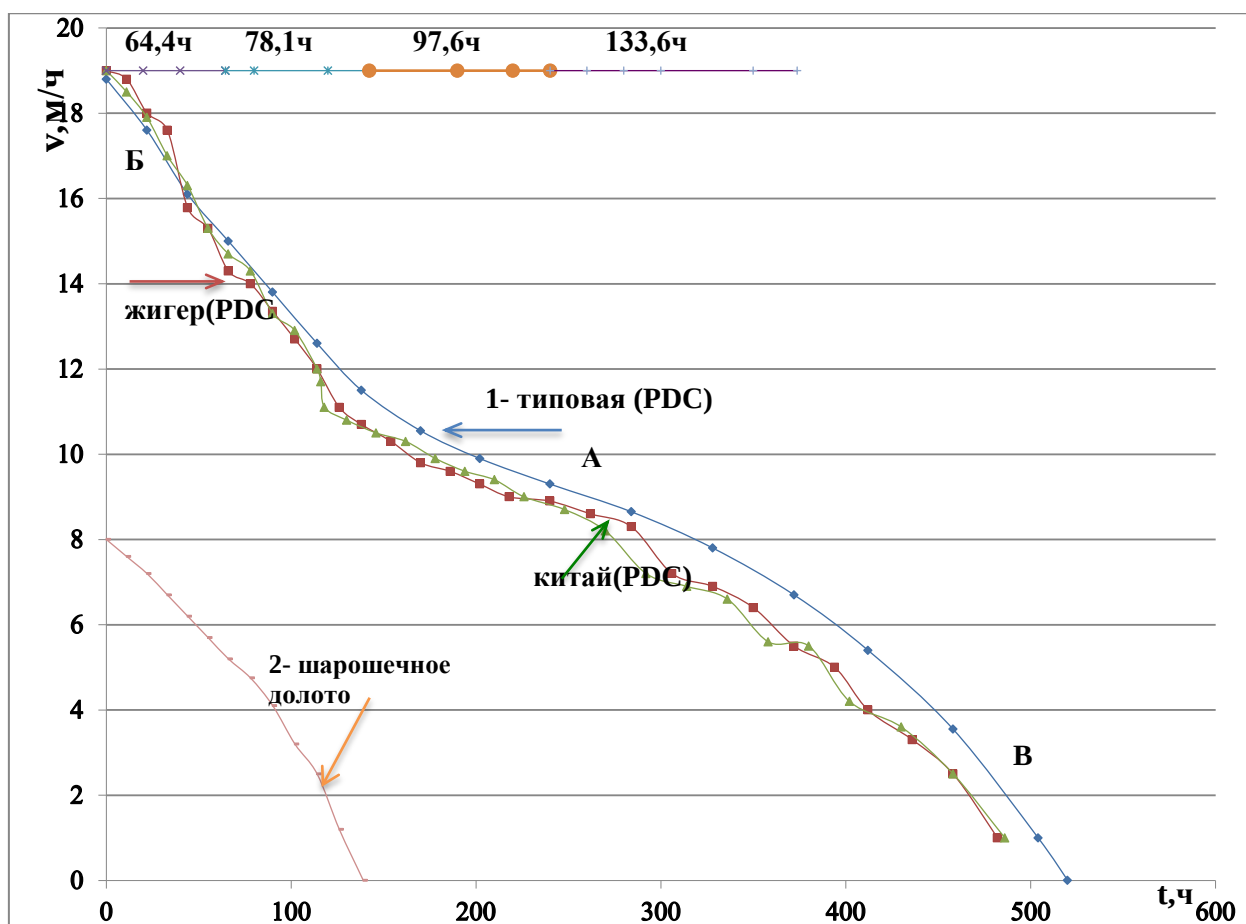


Рисунок 3.7 - Зависимость скорости бурения v долотами PDC-220,7 (Казахстан, Китай) и шарошечным долотом III – 215,9 НАТ (Китайская народная Республика) в зависимости от времени t (1 – кривая с применением PDC-долота; 2 – кривая с применением шарошечного долота)

Время проходки упомянутых интервалов под эсколонну будет зависеть от скорости бурения PDC-долотом: при бурении новым долотом в 1-ой скважине оно будет минимальным, а при использовании уже изношенного долота в 4-ой скважине – максимальным. Показано, что время бурения исследуемого интервала подчиняется зависимости:

$$t_{\text{инт}} = \frac{S_{\text{инт}}}{v_{\text{инт}}} , \quad (3.23)$$

где $t_{\text{инт}}$ – время бурения интервала под эсколонну;

$S_{\text{инт}}$ – длина этого интервала;

$v_{\text{инт}}$ – средневзвешенная скорость бурения интервала.

Как следует из анализа таблицы 3.6, время бурения интервала $S_{\text{инт}}$ при бурении новым долотом составляет $t_{\text{инт}} = 64,6$ ч, а при использовании того же долота в 4-ом рейсе это время будет уже $t_{\text{инт}4} = 133,6$ часа, что вдвое больше. Причина снижения скорости бурения заключается в абразивном износе долота и уменьшении ресурса работы его вооружения в соответствии с зависимостью:

$$\sum_1^n A_{ин} = \left[\sum_1^n \left(1 - \frac{v_{\min n}}{v_{\max n}} \right) \right] \cdot 100\%, \quad (3.24)$$

где $A_{ин}$ – степень уменьшения ресурса работы долота после бурения интервала в группе скважин с номером n ($n=1,2,3,4$).

$v_{\min n}, v_{\max n}$ – соответственно минимальная и максимальная скорости бурения интервала под эксколону в группе скважин с номером n .

Результаты расчетов, проведенные с помощью зависимости (3.22) и графика 1 (Рисунок 3.7), приведены в столбце 6 таблицы 3.6. Они свидетельствуют, что суммарный износ долота PDC по вооружению после бурения интервала под эксколону в четвертой группе скважин (4-ый рейс) составляет 97%, т.е. ресурс инструмента почти полностью выработан.

Таким образом, по мере износа вооружения время бурения упомянутых интервалов увеличивается. Это положение отмечено в столбце 5 таблицы 3.6 и на Рисунок 3.8, где римские цифры в левой части рисунка означают номера интервалов бурения одним PDC-долотом, а по оси абсцисс отмечено количество часов, затраченных на бурение интервала под эксколону. [71,72]

Как следует из Рисунка 3.7, минимальная скорость бурения и ее резкое уменьшение до нуля наблюдается при бурении интервала под эксколону в 4-ой скважине, когда ресурс инструмента находится на заключительной стадии использования.

Имея модели буримости для каждого рейса долота (рисунок 3.7), можно прогнозировать скорость бурения для любого момента пребывания долота на забое скважины.

При бурении первых интервалов ресурс PDC-долота достаточно большой, а производительность проходки скважин высока. При использовании забойного винтового двигателя для вращения долота, время спускоподъемных операций и сопутствующих работ сводится к минимуму и заключается в наращивании бурильной колонны и подъему инструмента из скважины после её углубления на проектную глубину. Ситуация меняется при бурении интервала под эксколону в четвертой скважине, когда износ долота достигает значительной величины, а производительность проходки резко снижается и падает до нуля при полном износе вооружения инструмента (3.8).

Идентифицированная модель буримости позволяет прогнозировать конечные показатели бурения долота PDC при бурении интервалов под эксколону в зависимости от степени износа его вооружения. На Рисунок 3.7 показаны изменение скорости бурения под эксколону в течении рейса при использовании нового долота последовательно в 1-ой, 2-ой, 3-ей и 4-ой скважинах.

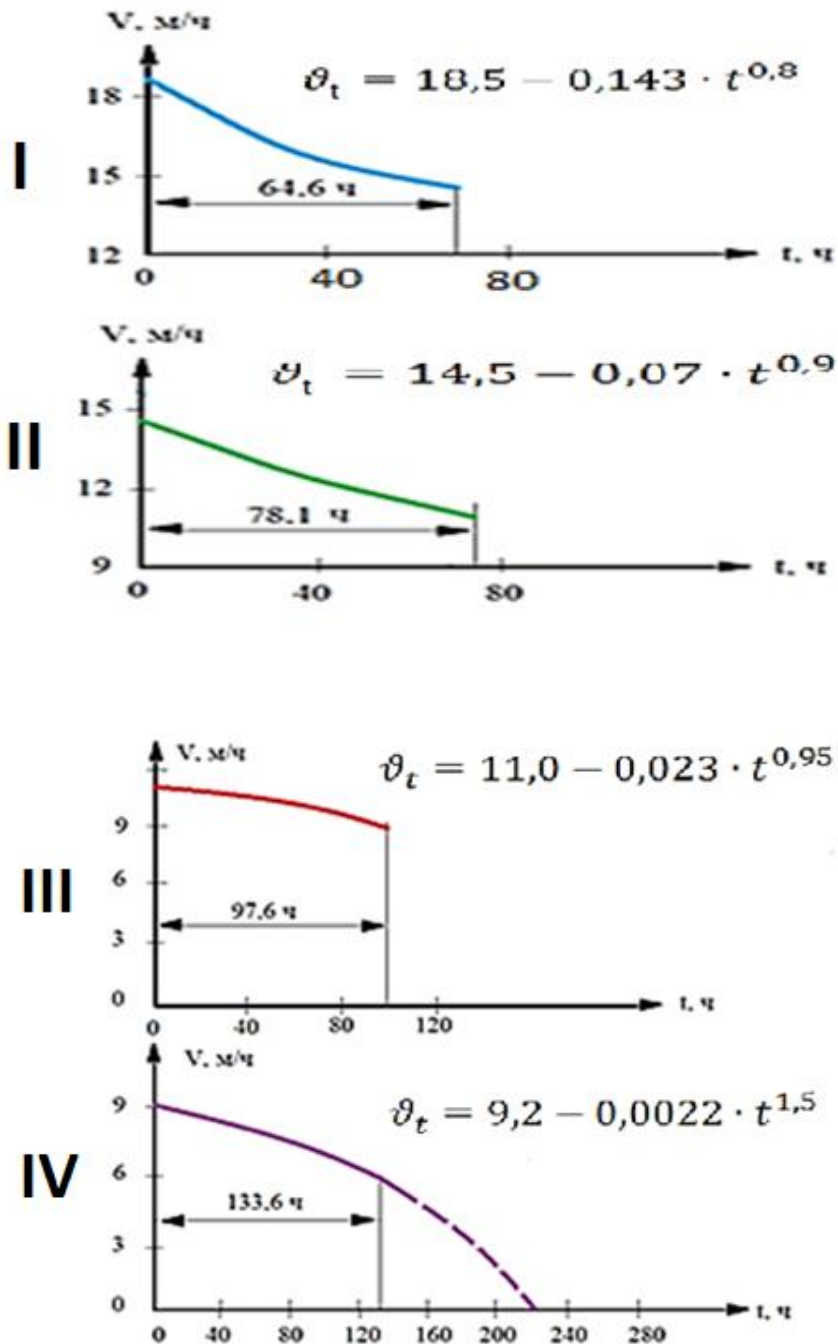


Рисунок 3.8 - Зависимости скорости бурения PDC-долотом от времени для отдельных рейсов проходки скважины

Ниже приводятся математические модели бурения упомянутых скважин:[73]

$$1\text{-ый рейс} : \vartheta_t = 18,5 - 0,143 \cdot t^{0,8}; \quad (3.25)$$

$$2\text{-ой рейс} : \vartheta_t = 14,5 - 0,07 \cdot t^{0,9}; \quad (3.26)$$

$$3\text{-ий рейс} : \vartheta_t = 11,0 - 0,023 \cdot t^{0,95}; \quad (3.27)$$

$$4\text{-ый рейс} : \vartheta_t = 9,2 - 0,0022 \cdot t^{1,5}. \quad (3.28)$$

Пример 1. При бурении новым долотом PDC-220,7 мм под экскалону в первой скважине требуется установить скорость бурения через 40 ч пребывания долота на забое.

Решение. Скорость бурения рассчитаем по формуле (3.25):

$$V_1 = 18,5 - 0,113(40)^{0,8} = 18,5 - 2,74 = 15,76 \text{ м/ч}$$

Пример 2. Бурение долотом PDC 220,7 мм под экскалону осуществляется в скважине 4-ой группы. Какова будет скорость бурения через 50 часов пребывания долота на забое?

Решение. Скорость бурения определяется по формуле (3.28):

$$V_t = 9,2 - 0,0022(50)^{1,5} \approx 8,42 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

Выводы по разделу 3

1. Рассмотрена теоретическая задача и взаимодействие рабочих элементов PDC долота с забоем скважины. Получена формула для начальной механической скорости бурения долота, имеющего новое, неизношенное вооружение; формула связывает технологические параметры (осевую нагрузку, частоту вращения), твердость буримой породы, а также особенности конструкции инструмента (длину торцовых лопастей с алмазно-твердосплавными пластинками, шаг их установки, угол резания) и коэффициент трения на контакте «вооружение - горная порода».

2. Проанализировано состояние буровых работ с применением долот PDC на месторождении Узень. Несмотря на высокую эффективность внедрения упомянутых долот взамен шарошечных все еще остаются значительные резервы повышения технико-экономических показателей PDC-инструментов. Это резервы заключаются в математическом моделировании процесса бурения с учетом горно-геологических условий месторождения. Модель позволит прогнозировать, а затем и оптимизировать показатели проходки скважин.

Для разработки модели процесса бурения применены методы математической статистики, с помощью которых обработаны материалы по 197 по скважинам при проходке интервалов под эксплуатационную колонну (85% от общего метража скважин). Установлено, что упомянутый интервал (порядка 1100 м) реально можно пробурить одним долотом PDC в 4-х добывающих скважинах. Создание модели буримости долотом PDC учитывает степень износа инструмента при предыдущих рейсах его использования.

4 Технологические особенности применения долот PDC для бурения скважин

Полученные в разделе 3 модели буримости для каждого интервала бурения под эксплуатационную колонну (напомним, что проходка этого интервала осуществляется одним долотом PDC в 4-х скважинах) позволяют первоначально рассчитать стоимость 1м скважины по основным эксплуатационным расходам, а затем оптимизировать упомянутые затраты. [74]

4.1 Сравнительная оценка стоимости 1м скважины по основным эксплуатационным расходам долотами PDC и шарошечными долотами.

Полученная модель буримости долотами PDC свидетельствует о том, что по мере износа вооружения время бурения возрастает, а производительность снижается, что в итоге увеличивает стоимость буровых работ. Докажем это явление соответствующими расчетами.

Стоимость 1м скважины C_m по основным эксплуатационным расходам определяется по формуле:

$$C_m = \frac{C_d + C_r(t_b + t_{cno})}{h}, \quad (4.1)$$

где C_d - цена долота, \$ долл. США

C_r - эксплуатационные затраты за 1ч работы буровой установки, долл. США

t_b – время углубления скважины (время пребывания долота на забое);

t_{cno} – продолжительность спускоподъемных операций совместно с вспомогательными рабочими (свинчивание и развинчивание бурильных труб, замена долота и т.д.)

h - проходка на долото, м.

Проведем сравнительный расчет скорости 1м по формуле (4.1) при следующих исходных данных: бурение под эксплуатационную колонну осуществляется буровой установкой LZJ (производство КНР); стоимость 1 часа работы которой составляет $C_r = 770$ долл. США; цена долота PDC диаметром 220,7мм (фирма «Жигер», Казахстан); составляет 10000 долл. США; цена шарошечного долота диаметром 215,9 – НАТ (производство КНР) составляет 3000 долл. США. Общая стойкость долот: PDC 220,7 мм – 4000 - 4400м; шарошечного 215,9 НАТ – 750м. время бурения под эксплуатационную колонну долотом PDC 220,7мм: в первой скважине $t_{b1} = 65$ ч; во второй скважине $t_{b2} = 78$ ч; в третьей скважине $t_{b3} = 98$ ч; в 4-ой скважине $t_{b4} = 134$ ч, всего-375ч, время спускоподъемных операций $t_{cno} = 3.5$ ч, время бурения под эксплуатационную колонну шарошечных долотом 215,9 НАТ $t_6 = 95$ ч. Расчет стоимости 1м скважин для долота PDC проведем с учетом степени его износа после каждого рейса.

4.1.1 Расчет стоимости 1м скважины при использовании долота PDC

К концу первого рейса уменьшение ресурса вооружения составила $A_{из,1} = 100 - \frac{14,5 \cdot 100}{18,5} = 100 - 78,4 = 21,6\%$ (столбец 6 таблицы N), что в денежном выражении составляет $C_{д1}^K = 0,216 \cdot C_d = 0,216 \cdot 10000 = 2160$ долл. США : время бурения (время пребывания долота на забое) $t_p = 65$ ч; проходка на долото (интервал 220-1320м) 1100м; $t_{сно} = 3,5$ ч.

После подстановки вышеупомянутых данных в (4.1), получим

$$C_{M1} = \frac{2160 + 770(65 + 3,5)}{1100} \approx 50 \text{ долл} \frac{\text{США}}{\text{м}} = 18600 \text{ тг.}$$

После бурения второй скважины под эксколону уменьшение ресурса работы долота PDC составил: $A_{у2} = 24,1\%$ (см. таблицу), что в денежном выражении составляет $C_{д2} = 24,1 \cdot 10000 = 2410$ долл. США. Стоимость 1м скважин повысится и станет равной:

$$C_{M2} = \frac{2410 + 770(78 + 3,5)}{1100} = 59,2 \text{ долл. США} = 22000 \text{ тг.}$$

При бурении под эксколону в 3-ей скважине уменьшение ресурса работы долота составил $A_{у3} = 16,4\%$, что в денежном выражении составит: $C_{д3} = 0,164 \cdot 10000 = 1640$ долл.США

Стоимость 1м скважины вновь возрастет и составит

$$C_{M3} = \frac{1640 + 770(98 + 3,5)}{1100} = 72,5 \text{ долл.} \frac{\text{США}}{\text{м}} = 27000 \text{ тг.}$$

При бурении долотом PDC под эксколону в 4-ой скважине $A_{у4} = 34,8\%$ т.е. суммарный ресурс породоразрушающего инструмента почти полностью выработан, что в денежном выражении составит $C_d = 3480$ долл.США, а стоимость 1м по основным эксплуатационным расходам составит

$$C_{M4} = \frac{3480 + 770(134 + 3,5)}{1100} = 99,4 \text{ долл. США} = 37000 \text{ тг}$$

Таким образом, уменьшение производительности бурения вследствие уменьшения ресурса вооружения долота повышает стоимость бурения почти вдвое (в сравнении со стоимостью при бурении под эксколону в 1-ой скважине $C_{M1} = 50$ долл/м, а в 4-ой C_{M4} почти 100долл/м).[75]

Средняя стоимость 1м при использовании полного ресурса долота PDC составит: $C_{Mcp} = \frac{99,4 + 72,5 + 59,2 + 5,9}{4} \approx 70,3 \frac{\text{долл.США}}{\text{м}} = 26100 \text{ тг}$

4.1.2 Расчет стоимости 1м скважины при бурении шарошечными долотами

Подставляя исходные данные в формулу (4.1) для шарошечных долот ($h_d=750$ м, $C_d=3000$ долл.США; $t_d=1$ ч, $t_b=95$ ч, $t_{сно}=4,5$ ч, $C_r=770$ долл.США добавляется время для замены шарошечного долота) получим

$$C_{\text{мш}} = \frac{3000 + 770(95 + 4,5)}{750} = 105 \frac{\text{долл. США}}{\text{м}} = 39000 \text{тг},$$

т.е. полученная величина даже выше, чем у долота PDC на заключительной стадии его использования при бурении в 4-ой скважине.

Если же сравнить среднюю стоимость 1м бурения по удельным эксплуатационным затратам долотами PDC при бурении 4-х скважин (т.е. от момента бурения долотам с новым, неиспользованным вооружением до истощения его ресурса) и шарошечными долотами, то при использовании последних этот показатель сказывается в $\frac{105,6}{70,3} = 1,5$ раза больше, чем при использовании долот PDC.

Следует также отметить, что колебания в разумных пределах цены PDC-долота мало влияет на величину стоимости 1м бурения, так как второе слагаемое в числителе формулы (4.1) значительно больше первого.

4.2 Оптимизация технологии бурения долотом PDC на заключительном (4-ом) рейсе

На заключительном этапе использования PDC-долота, вооружение которого значительно изношено, возникает проблема определения продолжительности рейса бурения. Острота проблемы заключается в том, что на этом этапе вследствие резкого падения скорости бурения пропорционально возрастает стоимость каждого метра скважины. Задача состоит в том, чтобы определить время рейса, при котором стоимость 1м бурения скважины на завершающем, 4-ом этапе использования долота PDC была минимальной.

Анализ зависимости (4.1) на экстремум приводит к следующему выражению:

$$B \frac{dh}{dt} + t \frac{dh}{dt} = h, \quad (4.2)$$

$$B = \frac{C_d}{C_r} + t_{сно} C_m / C_r + t_{сно} \quad (4.3)$$

В зависимости (4.3) - выбранная для анализа модель буримости (4.4):

$$\frac{dh}{dt} = \vartheta_0 - \Delta\vartheta t^m \quad (4.4)$$

$$t \frac{dh}{dt} = \vartheta_0 t - \Delta\vartheta t^{m+1}; \quad (4.5)$$

$$h = \vartheta_0 t - \Delta\vartheta \frac{t^{m+1}}{m+1} - \text{проходка на долото}; \quad (4.6)$$

Подставляя (4.4), (4.5), (4.6) в (4.2) получим после преобразования следующее уравнение

$$Bt^m(m+1) - B \frac{\vartheta_0}{\Delta\vartheta} (m+1) + mt^{m+1} = 0: \quad (4.7)$$

Уравнение (4.7) возможно решить с помощью компьютерной программы или, что проще и быстрее, графическим путем. Для этого зависимость (4.7) следует разделить на два уравнения следующего вида:

$$y = t + D; \quad (4.8)$$

$$y = Kt^{-m}; \quad (4.9)$$

$$D = \frac{m+1}{m}; \quad (4.10)$$

$$K = D \frac{\vartheta_0}{\Delta\vartheta}. \quad (4.11)$$

Определим наивыгоднейшее время t для заключительного четвертого периода работы долота PDC. Для этого вычислим величины B, D, K по (4.3), (4.10), (4.11). Используя вышеприведенные данные (цену долота C_d , стоимость работы 1 часа буровой установки C_r , время $t_{\text{спо}}$ и полученную модель буримости долотами PDC) на 4-ом завершающем этапе имеем:

$$B = \frac{C_d}{C_r} + t_{\text{спо}} = \frac{3480}{770} + 3,5 \approx 8;$$

$$D = \frac{B(m+1)}{m} = \frac{8(1,5+1)}{1,5} = 13,3;$$

$$K = D \cdot \frac{\vartheta_0}{\Delta\vartheta} = 13,3 \cdot \frac{9,2}{0,0022} = 55618.$$

С учетом полученных значений B, D, K уравнения (4.8), (4.9) примут вид:

$$y = t + 13,3; \quad (4.12)$$

$$y = 55618t^{-1,5}. \quad (4.13)$$

Зависимости (4.12), (4.13) в графическом виде приведены на рисунке 4.1. Точка А их пересечения укажет (на оси t) наивыгоднейшее время t_n работы долота PDC при бурении под эксплуатационную колонну в 4-ой скважине. В данном случае это время равно $t_n=73$ часа. Покажем, что упомянутое время t_n , является самым выгодным для подъема долота из скважины и его замены новым инструментом [76]

Для этого рассчитаем следующие величины:

1. Проходка за рейс:

$$h = 9,2 \cdot 73 - 0,0022 \cdot \frac{73^{2,5}}{2,5} = 671,6 - 40,1 = 631,5 \text{ м}$$

2. Механическая скорость бурения интервала $h=630,5$ м:

$$\vartheta = 631,5 : 73 = 8,65 \text{ м/ч}$$

3. Конечная механическая скорость ϑ_k проходит:

$$\vartheta_k = 9,2 - 0,0022 \cdot 73^{1,5} = 9,2 - 1,37 = 7,83 \text{ м/ч}$$

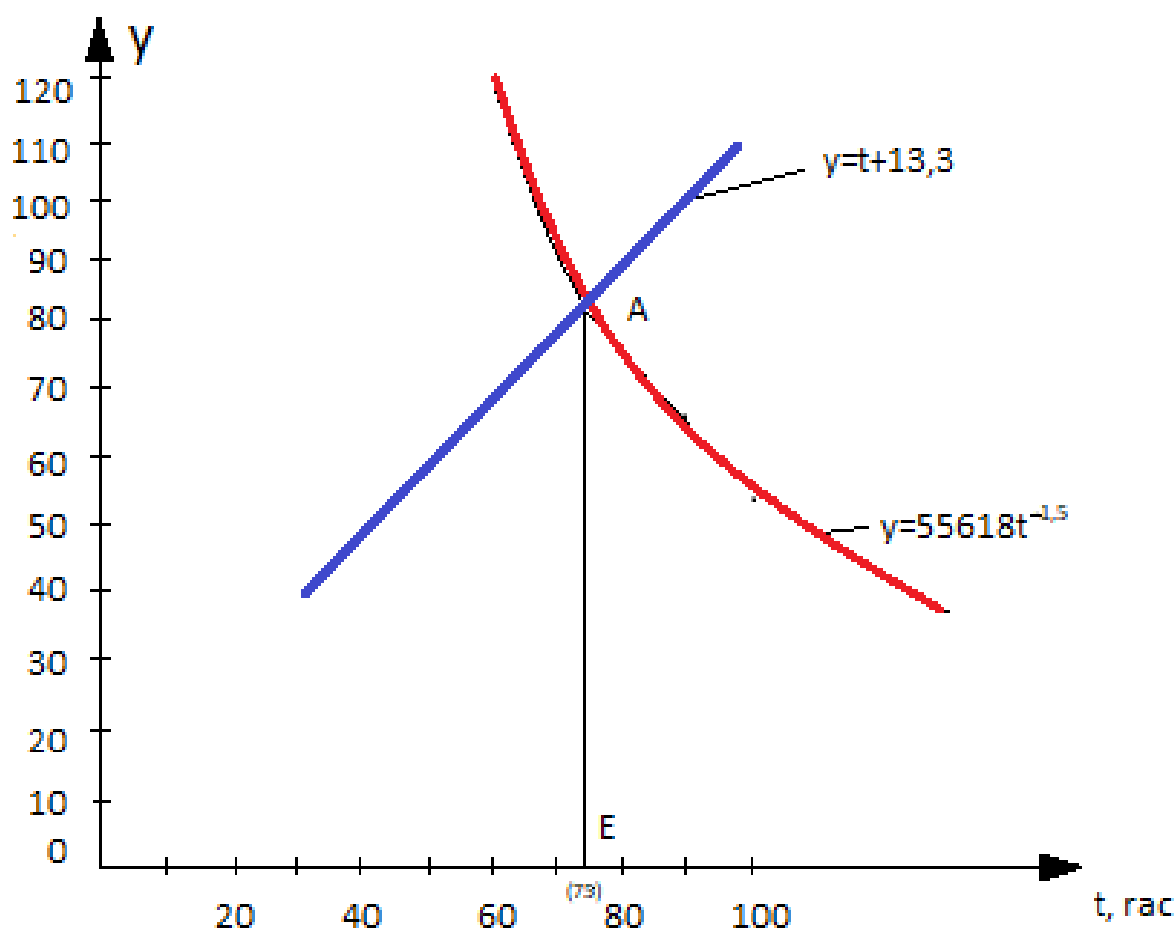


Рисунок 4.1 - Графическое решение уравнений (4.13), (4.14)

4. Удельные эксплуатационные затраты по наивыгоднейшему варианту ($t=73$ ч) составляет:

$$C_{\text{мопт}} = \frac{1998 + 770(73 + 3)}{631,5} = \frac{1998 + 770 \cdot 76}{631,5} = 95,8 \frac{\text{долл}}{\text{м}} \\ = 35550 \text{ тг.}$$

Следует отметить снижение цены долота вследствие меньшего времени пребывания долота на забое. Таким образом, стоимость 1м бурения по наивыгоднейшему варианту (при $t_n=73$ ч) будет меньше рассчитанного ранее стоимости бурения при проходке интервала под экскаватор на полную глубину ($C_{м4}=99,4 \text{долл/м}=36900 \text{ тг}$) примерно на 4долл.США=1500 тг на 1м бурения.

Следует также отметить, что увеличение цены долота PDC в разумных пределах мало влияет на стоимость 1м скважины. Причина этого заключается в значительно большей величине второго слагаемого в формуле (4.1) - стоимости работы буровой установки во время пребывания долота на забое скважины.

4.2.1 Влияние расхода промывочной жидкости и ее свойств на механическую скорость бурения.

Практикой буровых работ установлено, что высокие механические скорости проходки достигаются только при условии хорошей очистки забоя скважины.

М.Г.Бингхэм [77] предложил простую и удобную методику оценки степени загрязненности забоя буровым шламом и ее влияния на процесс углубления забоя скважины. Для этого строится на графике углубление последнего за один оборот долота $h_{об} = \frac{v}{n}$ (v -механическая скорость бурения; n -соответствующая частота вращения долота) в зависимости от удельной нагрузки $q = G/D$ (G – нагрузка на долото; D –диаметр долота) (рис 4.2).

Диаграмма позволяет оценить работу долота при различных условиях очистки забоя от продуктов разрушения.

Когда промывка совершенна (бурение осуществляется с использованием газообразных агентов, пены или облегченных растворов, а дифференциальное давление минимально), разрушение породы оптимально (т.е. разрушенная порода немедленно удаляется с забоя). В этом случае процесс располагается вдоль линии ОА, что характеризует возможности долота, а углубление забоя протекает с минимальными затратами энергии.

Пространство правее линии ОА соответствует ситуациям, когда условия в призабойной зоне все более отдаляются от идеальных: недостаточная промывка, повышенное содержание твердой фазы в буровом растворе, повышенное дифференциальное давление на забое, слишком высокая частота вращения и т.д.

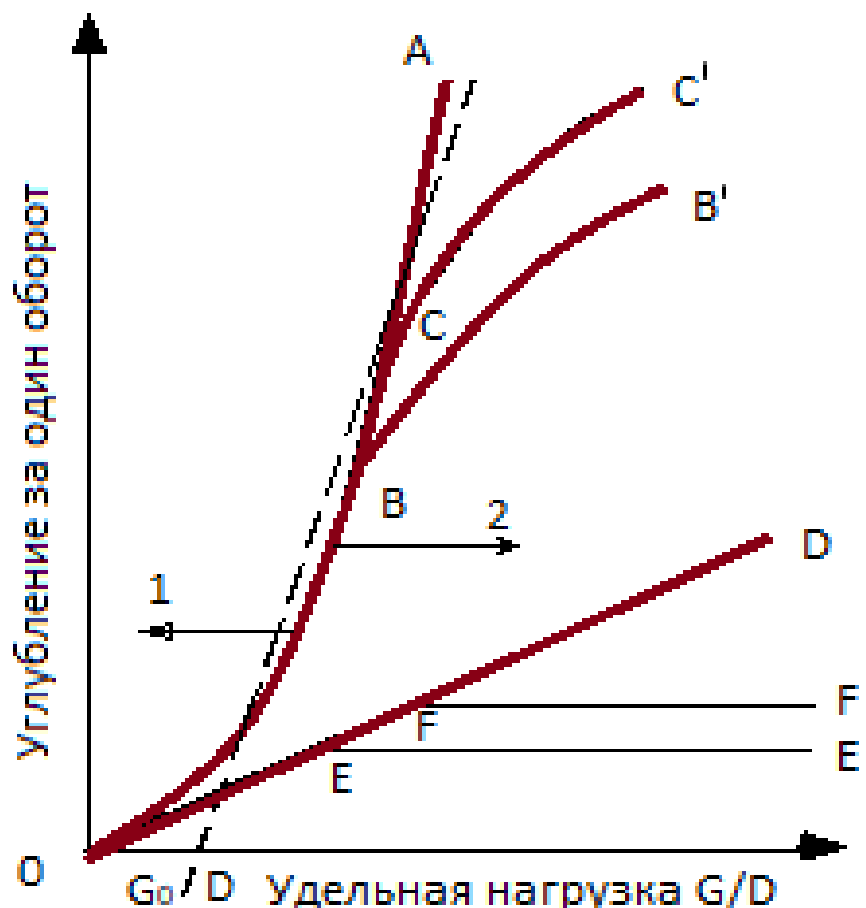


Рисунок 4.2 - Диаграмма Бингхэма: 1-область совершенной очистки; 2-область несовершенной очистки; 3-линия минимального углубления OD

Между линией OA и прямой OD находится зона так называемой несовершенной очистки, например, линии BB' и CC'. При улучшении условий промывки (буровой раствор заменен водой или воздухом, уменьшены содержание твердой фазы или плотность раствора) точки могут вновь сместиться на линию совершенной очистки. С уменьшением частоты вращения долота углубление за один оборот значительно уменьшается, особенно в твердых породах.

Зона кривых очистки ограничена линией минимального углубления OD. Под ней находится так называемая зона ограниченной очистки. В эту область попадают все случаи, когда углубление долота больше не изменяется с увеличением осевой нагрузки (линии EE', FF'): долото полностью зашламовано или продолжает вращаться без циркуляции жидкости.

Диаграмма Бингхэма применима для шарошечных, лопастных и алмазных долот с оговоркой, что в последнем случае линия совершенной очистки представляют прямую, приближающуюся к начальной. Отсекаемый отрезок OD на абсциссе G/D .

Таким образом, эффективность удаления шлама с забоя зависит от расхода промывочной жидкости, скорости истечения последней из каналов долота, угла встречи потоков жидкости с поверхностью забоя.

Практикой установлены два типа рекомендаций по рациональным параметрам промывки скважины при бурении:

- по удельной подаче q на единицу площади забоя;
- по скорости восходящего потока жидкости в кольцевом затрубном пространстве.

В первом случае рекомендация рациональной промывки заключается в своевременном, немедленном удалении разбуренных частиц породы с забоя скважины, во втором случае – в своевременной, непрерывной транспортировке бурового шлама на земную поверхность.

Установлено, что при бурении скважин под эксплуатационную колонну (диаметр бурения – 220,7 мм) на месторождении Узень удельная подача раствора в скважину составляет $q=0,07-0,08$ л/с · см², что подтверждают рекомендации работы [78].

Особое внимание нужно уделять расчету гидравлической программы бурения в случае использования для вращения долота винтового двигателя.

Применяемый для привода долота PDC 220,7 мм винтовой двигатель D-172 имеет перепад давления, изменяющийся в диапазоне 5-6,5 МПа. Такой значительный перепад необходимо учитывать при расчете общих потерь давления в циркуляционной системе буровой установки и выборе бурового насоса для промывки.

Что касается конкретных условий буровых работ на месторождении Узень, то вследствие небольшой глубины скважин (1000-1500м), применяемый буровой насос PZ-9, имеющий подачу 20-50 л/с и давление 15-30 МПа, обеспечит не только требуемую очистку забоя от бурового шлама, но и усилит интенсивность процесса разрушения за счет оснащения долота гидромониторными насадками.

Скорость v истечения струи промывочной жидкости из гидромониторных насадок определяется по известной формуле:

$$v = Q/A_{\text{нас}} \text{ м/с} \quad (4.15)$$

где Q – расход промывочной жидкости, м³/с

$A_{\text{нас}}$ – общая площадь поперечного сечения гидромониторных насадок долота, м².

Затем вычисляется перепад давления при течении промывочной жидкости через насадки долота:

$$\Delta P_{\text{дол}} = \rho_{\text{ипс}} Q^2 / 2\mu^2 A_{\text{нас}}^2 \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (4.16)$$

μ – коэффициент расхода, который зависит от формы, размера и чистоты поверхности насадки. Как правило, μ изменяется в пределах от 0,85 до 0,95,

Влияние основных свойств бурового раствора на механическую скорость бурения можно наглядно проследить по графикам, представленным на Рисунок 4.3 [1], показывающих закономерное затухающее снижение механической скорости бурения v_m с ростом плотности ρ , содержания твердой фазы и условной вязкости T раствора, а также незначительное прямолинейное возрастание с увеличением водоотдачи B .

Влияние плотности раствора ρ^* на показатели работы долота выявлено исследованиями, проведенными как в бывшем СССР, так и за рубежом. Установлено, что механическая скорость проходки зависит от величины дифференциального давления (Рисунок 4.3, д), представляющего собой разность между давлением столба бурового раствора в скважине и пластовым (поровым) давлением. Давление столба бурового раствора (гидростатическое давление) прямо пропорционально его плотности. Из Рисунок 4.3, д видно, что если дифференциальное давление больше 3,5 МПа, то механическая скорость проходки остается примерно постоянной.

Проходка за рейс долота также зависит от величины плотности бурового раствора (см. Рисунок 4.3, а). Из этого рисунка видно, что при снижении плотности бурового раствора (что равнозначно снижению дифференциального давления) проходка за рейс долота интенсивно возрастает. [79]

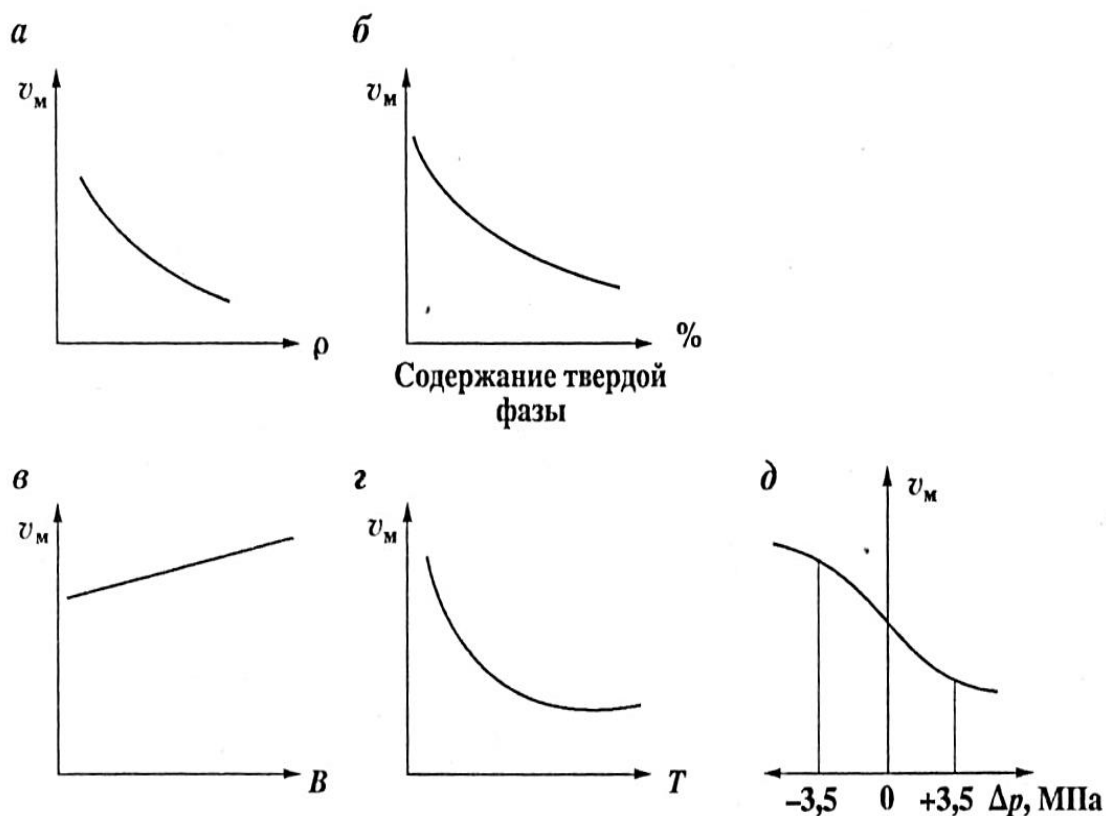


Рисунок 4.3 - Зависимости механической скорости бурения от свойств бурового раствора: а – плотности; б – содержания твердой фазы; в – водоотдачи B ; г – условной вязкости T ; д – график зависимости механической скорости проходки v_m (м/ч) от дифференциального давления Δp

Очевидно, для повышения показателей работы долот необходимо применять буровые растворы минимально возможной плотности в зависимости от конкретных условий проведения буровых работ.

Влияние условий вязкости T бурового раствора заключается в том, что по мере ее увеличения повышаются и гидродинамические сопротивления, возникающие в скважине при циркуляции. Гидродинамические сопротивления, действующие в затрубном пространстве, суммируются с гидростатическим давлением, вызывая рост дифференциального давления и ухудшение показателей работы долот.

Влияние статического напряжения сдвига СНС аналогично влиянию вязкости T .

Влияние показателя фильтрации F двоякое. Высокий показатель фильтрации бурового раствора, с одной стороны, приводит к образованию на стенках скважины толстых фильтрационных корок, за счет чего живое сечение затрубного пространства, по которому движется раствор, сокращается, а гидродинамические сопротивления возрастают. С другой стороны, фильтрат раствора проникает в поры и трещины пород, снижается их прочность, облегчая долоту разрушение породы. В связи с этим не следует стремиться к получению бурового раствора с низким показателем фильтрации (до $5-10 \text{ см}^3$ за 30 мин), если в разрезе отсутствуют набухающие и осыпающиеся породы.

4.3 Состав бурового раствора при проходке скважин на месторождении Узень и совершенствование его свойств.

При бурении добывающих и нагнетательных скважин возникающие осложнения на месторождении Узень можно разделить на три зоны (по глубине скважины):

- зона обвалов, поглощений и прихватов; мощность зоны 0-300м; зона представлена глинами и рыхлыми известниками;
- зона ненапорных пластовых вод: мощность зоны 300-1100м; зона представлена глинами, известняком, мергелями; возникающие осложнения связаны в основном с поглощениями бурового раствора;
- зона нефтегазовых проявлений: мощность зоны 1100-1400м и более; зона представлена трещиноватыми нефтегазоносными песчаниками; пластовое давление третьей продуктивной зоны составляет $P_{пл}=13,0$ МПа (на глубине 1300м).

Для безаварийной проходки скважин всех трёх упомянутых зон применяются буровые растворы, имеющие технологические показатели, указанные в таблице 4.1

Для реализации указанных в таблице 4.1 параметров применялся буровой раствор следующего состава (таблица 4.2)

Таблица 4.1 - Технологические показатели буровых растворов при проходке зон осложнений (месторождение Узень)

Зоны осложнений	параметры буровых растворов					
	Плотность кг/м^3	Вязкость, сек	Водоотдача, см^3 за 30 мин	Толщина глинистой корки, мм	СНС, Па	Содержание «песка», %
I Зона обвалов, поглощений и прихватов	1120	25-35	6-8	1,5-3	$\frac{15 \div 30}{30 \div 50}$	1-1,5
II Зона ненапорных пластовых вод и связанных с этим поглощений бурового раствора	1140-1160	25-35	6-8	1-1,5	$\frac{20 \div 40}{40 \div 60}$	1-1,5
III Зона нефтегазовых проявлений	1160-1300	35-45	4-5	0,5-1,0	$\frac{40 \div 60}{80 \div 100}$	1-1,5

Таблица 4.2 – Компоненты бурового раствора плотностью $\rho_p = 1300 \text{ кг/м}^3$

Компоненты бурового раствора	Содержание компонента в 1 м^3 раствора кг/м^3	Содержание компоненты, %
Вода	960	94
Кальцинированная сода Na_2CO_3	1	0,07
Каустическая сода NaOH	1	0,07
Полиакриламид (ПАА)	1	0,07
Структурообразователь	3	0,2
Пеногаситель	5	0,4
Дефлокулянты	1	0,07
Лигнит (бурый уголь)	30	2,3
Барит утяжелитель	7	0,5
Карбонат кальция CaCO_3	35	2,7
Бактерицид для предотвращения разрушений различных полимеров в растворах	3	0,2

Такой буровой раствор применялся для проходки всех трех зон осложнений. Исключение составлял такой компонент, как барит, который вводился в необходимом количестве в раствор для его утяжеления при проходке зоны нефтегазовых проявлений (зона III). Анализ состава промывочной жидкости (таблица 4.2) показывает, что при бурении скважин на месторождении применяется безглинистый меловой раствор, для регулирования и стабилизации свойств которого применялся целый ряд компонентов: Na_2CO_3 , NaOH , ПАА, бактерицид и т.д.

Вместе с тем, вызывает значительный интерес проблема влияния концентрации каждого компонента в растворе на потери давления при течении промывочной жидкости в циркуляционной системе буровой установки.

На первом этапе была поставлена задача оценить в лабораторных условиях влияние концентрации ПАА в растворе на потери давления при его прокачивании в трубах, имитирующих элементы буровой колонны и скважины.

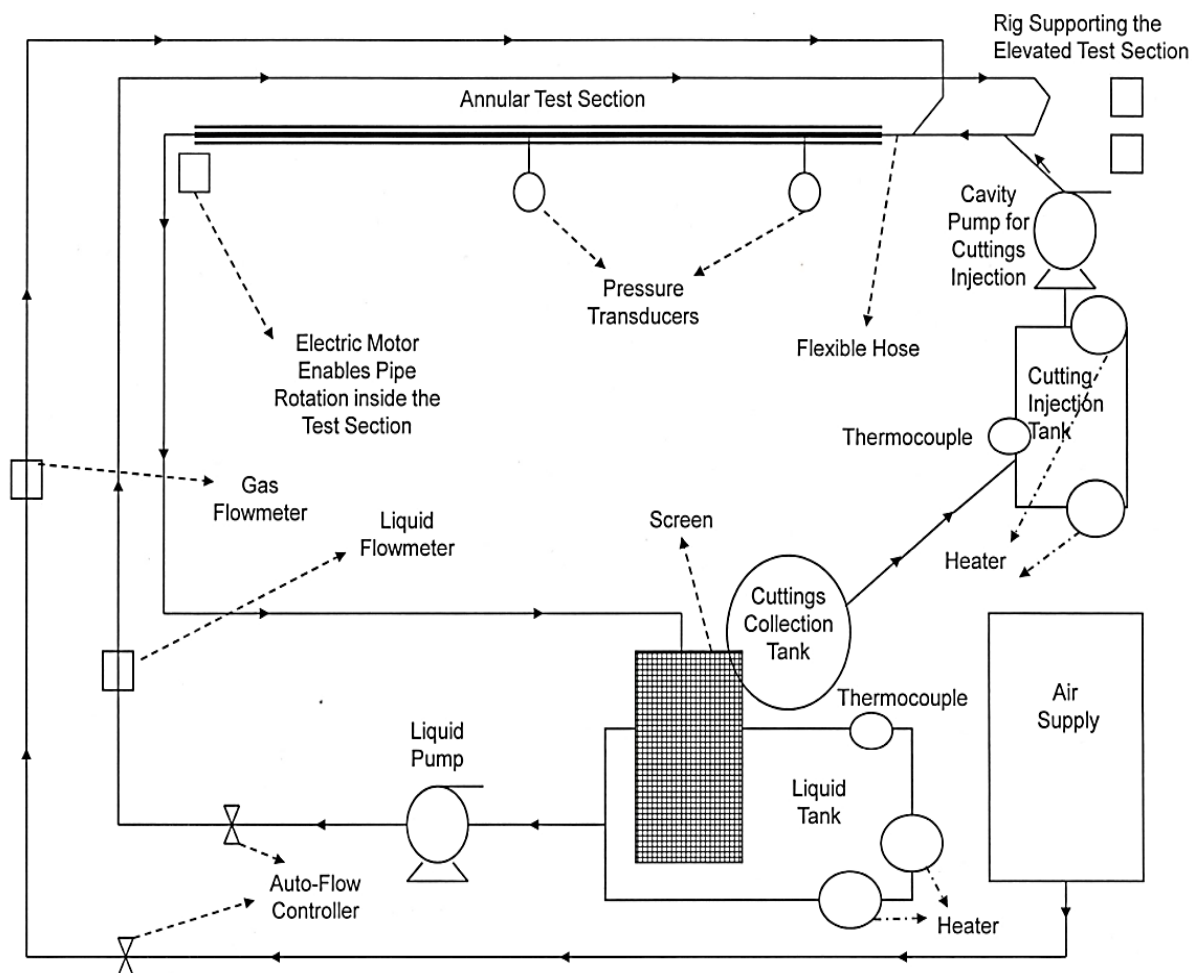


Рисунок 4.4- Стенд для исследования параметров бурового раствора при прокачивании его с различным расходом через имитатор элемента гидравлической системы буровой установки [80]

Эксперименты проводились в лаборатории бурения Ближневосточного технического университета (г. Анкара, Турция) на специально оборудованном стенде (Рисунок 4.4). Основным конструктивным узлом стенда является тестовая секция длиной 5м, представляющая имитатор элементов бурильной колонны и скважины.

Стенд позволяет измерить следующие параметры:

- расходы бурового раствора и газа (воздуха), в том числе и подогретых до температуры 60° (пределы измерений расходов 0-16,7 л/с).
- напряжение сдвига раствора (в Па) от скорости сдвига (1/с);
- вязкость бурового раствора в зависимости от концентрации вводимых компонентов;
- потери давления в двух точках при течении промывочной жидкости в тестовой секции.

Кроме того, работа на стенде позволяет без затруднений изменять вид и концентрации химических компонентов и вводить их в текущий тестируемый раствор. Стенд оборудован также высокоскоростной камерой и освещением для визуализации потока раствора, направляемого по нагнетательному трубопроводу в тестовую секцию.

Опыты проводились в следующем порядке. Первоначально готовился буровой раствор в соответствии с таблицей 4.2. Для этого в емкость для бурового раствора насосом закачивалась вода в объеме 0,75 объема емкости, чтобы не было разливов при перемешивании наружу, куда высыпали необходимое количество полиакриламида для получения соответствующей концентрации. После чего специально установленной автоматизированной мешалкой перемешивали в течение 30 минут и оставляли на 16-20 часов. Перед проведением эксперимента обратно перемешивали раствор в емкости мешалкой в течение 30 минут с помощью насоса по нагнетательной линии подавали в тестовую секцию, которая была оборудована двумя манометрами на двух концах. Пройдя внутреннюю трубу - тестовую секцию, использованный раствор сливался в специальный бак отходов. На всем протяжении эксперимента осуществлялся контроль соответствующими измерительными приборами. В частности, измеряли плотность и абсолютную вязкость. Что касается испытываемого реагента – полимера ПАА, то первоначально он вводился в раствор в минимальной концентрации (0,65 кг на 1м^3 раствора, что составляет 0,05%), затем после проведения исследований - в концентрации 0,07% (1кг на 1м^3 раствора) и, наконец, в концентрации 0,1% (1,3кг на 1м^3 раствора).

Готовый раствор насосом подавался нагнетательную линию, где измерялся его расход, и далее в тестовую секцию. На последней (на расстоянии 4м друг от друга) были установлены два манометра, по разности давлений на которых была определённая потеря давления при течении раствора по внутренней трубе секции, при различных расходах раствора и в зависимости от концентрации ПАА в жидкости (Рисунок 4.5).

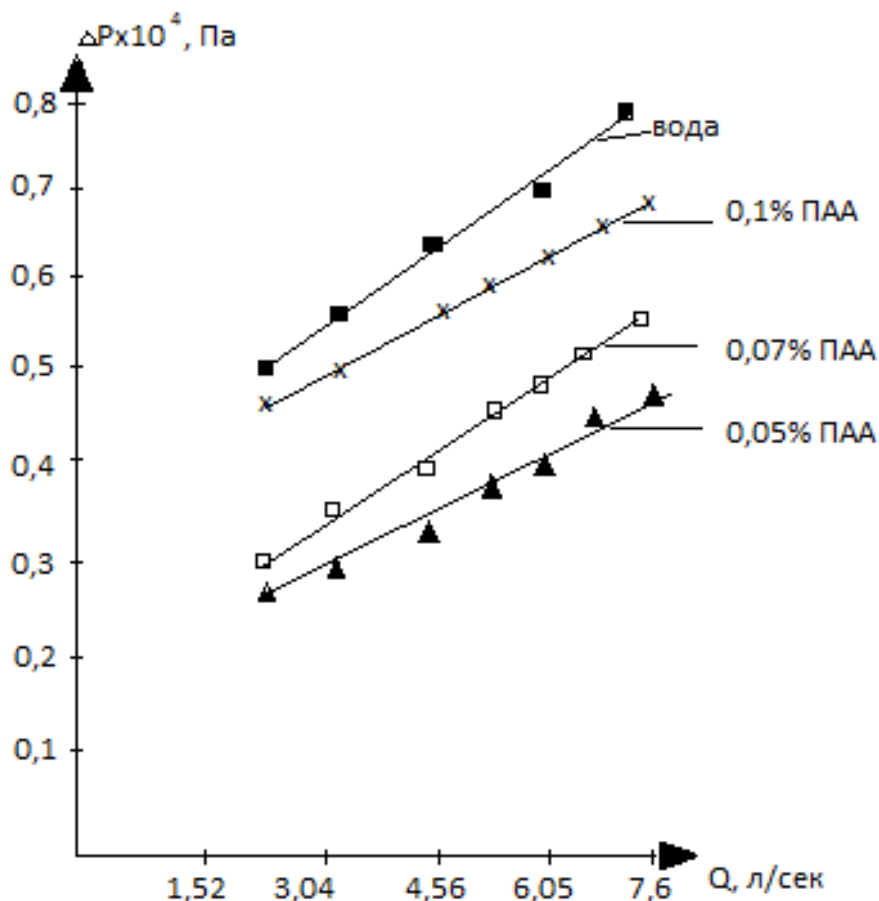


Рис 4.5 Зависимость потерь давления ΔP от расходов потока бурового раствора при различных концентрациях ПАА

Анализ полученных зависимостей позволяет сделать следующие выводы:

- с повышением расхода прокачиваемого бурового раствора потери давления ΔP прямо пропорционально возрастают для всех концентраций ПАА;
- с понижением концентрации ПАА в растворе с 0,1% до 0,05% потери давления ΔP уменьшаются; например, при расходе раствора $Q=0,608$ л/с ($Q=80$ галлонов/мин) потери давления уменьшились с $\Delta P = 0,6 \cdot 10000 \text{ Па}$ до $0,35 \cdot 10000 \text{ Па}$, т.е. в 1,7 раза;
- следует также отметить, что при течении технической воды (вместо раствора) перепад давления также увеличивался в сравнении с буровым раствором, т.е. кривая ВС (только вода) располагается выше зависимости ΔP для буровых растворов (Рисунок 4.5).

По нашему мнению, результаты эксперимента можно объяснить смазывающими свойствами ПАА, что уменьшает трение при течении потока контакте буровой раствор – внутренняя стенка трубы. Такое же явление наблюдается между слоями потока раствора, которые текут с различными скоростями.

Результаты опыта также показали, что незначительная добавка ПАА (всего 0,05%) в раствор позволяет получить эффект уменьшения перепада давления

при течении потока, раствора, причем при уменьшении концентрации эффект снижения ΔP возрастает.

Что касается влияния других компонентов раствора на снижение перепада давления, то такие исследования планируются провести в будущем.

Подтверждение положения о минимальной величине потерь давления при малой концентрации ПАА в растворе, говорит и график, приведенный на Рисунок 4.6. Из графика следует, что минимальным напряжением сдвига и соответствующей скоростью сдвига обладает раствор с концентрацией ПАА, равной 0,05%. Известно, что напряжение сдвига хорошо коррелируется с коэффициентом гидравлического сопротивления: последний тем меньше, чем ниже напряжение сдвига раствора. Поэтому результат этого опыта косвенно свидетельствует и о правоте снижения коэффициента гидравлического сопротивления путем введения в раствор полимера ПАА.

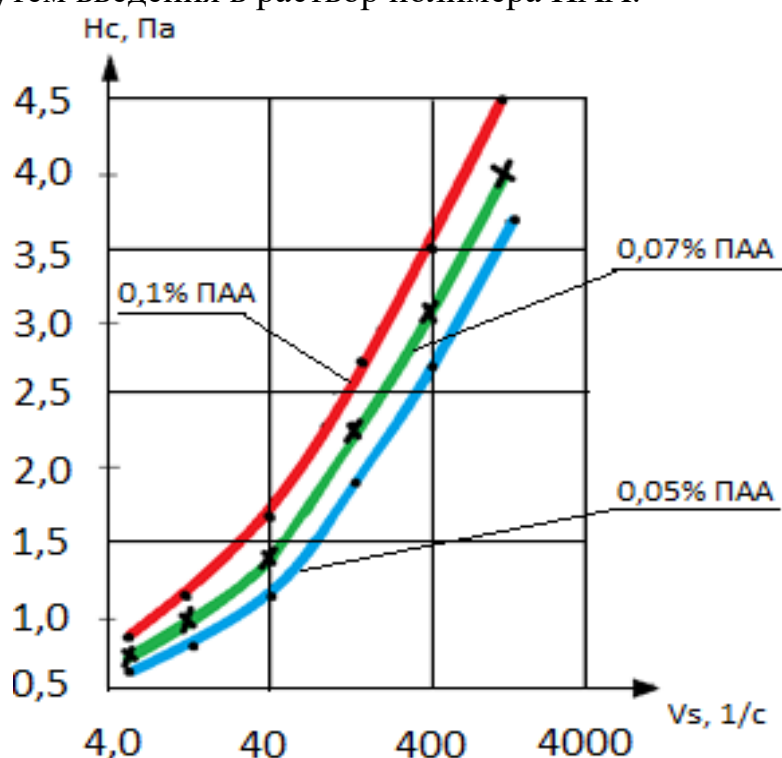


Рисунок 4.6 - Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига v_s

Применение полиакриламида для создания полимерных растворов обеспечивает не только стабилизацию их свойств, но и значительно повышает смазывающие свойства. Это особенно важно при бурении нефтегазовых скважин с применением гидравлических машин для привода долота, требующих для их нормальной работы больших перепадов давления, составляющих 40-50 атм. (40-50 бар) и более. В этих условиях уменьшение потерь давления в циркуляционной системе буровой установки, при и использовании полимерных растворов, может либо увеличить предельную глубину бурения, либо реализовать значительный гидромониторный эффект на забое скважины.

4.4 Взаимосвязь плотности и расхода бурового раствора с моделью буримости горных пород.

Расход и плотность бурового раствора для промывки скважины зависит от целевого назначения последней, и главным образом, от степени устойчивости пород, вскрываемых скважиной, наличия в разрезе пластов с высоким давлением или слабых пластов, склонных к гидроразрыву. На безаварийную проходку скважин в сложных условиях влияют показатели бурового раствора: вязкость, водоотдача, статистическое напряжение сдвига (СНС) и другие. Величина расхода должна обеспечивать чистоту формируемого забоя и полный вынос продуктов разрушенной породы (бурового шлама) на поверхность.

Отсюда следует, что величина расхода связана со скоростью бурения, т.е. со скоростью образования шлама на забое скважины. Выявим упомянутую связь первоначально в более простом случае, когда в разрезе отсутствуют пласты высокого давления или "слабые" пласты, склонные к гидроразрыву и поглощенного раствора. Также ситуация часто наблюдается при бурении на твердые полезные ископаемые, когда проходка скважин осуществляется в плотных магматических или метаморфических породах.

Для решения упомянутой задачи представим графическую зависимость скорости бурения $v(t)$ в однородной породе (рисунок 4.7) и в перемежающихся по твердости породах (рисунок 4.8) в следующем виде:

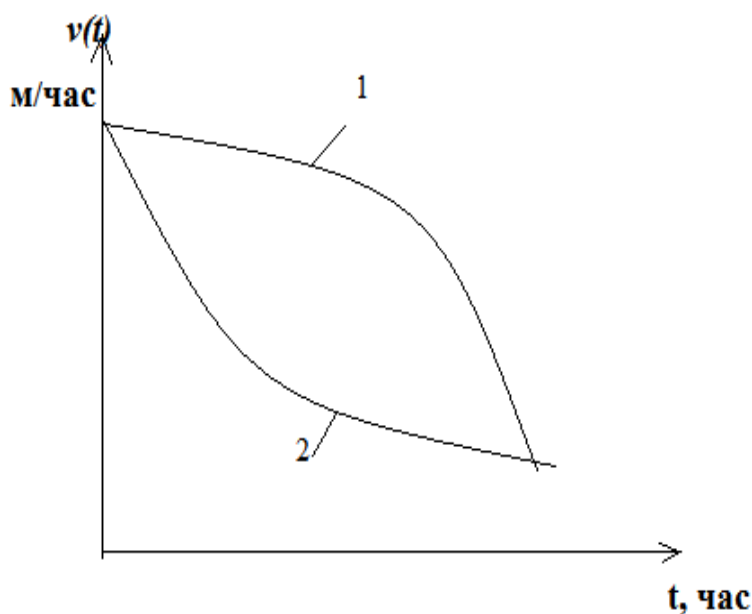


Рисунок 4.7 - Изменение скорости бурения $v(t)$ в однородной породе: 1- нарастающее снижение скорости $v(t)$; 2- снижающее уменьшение скорости $v(t)$.

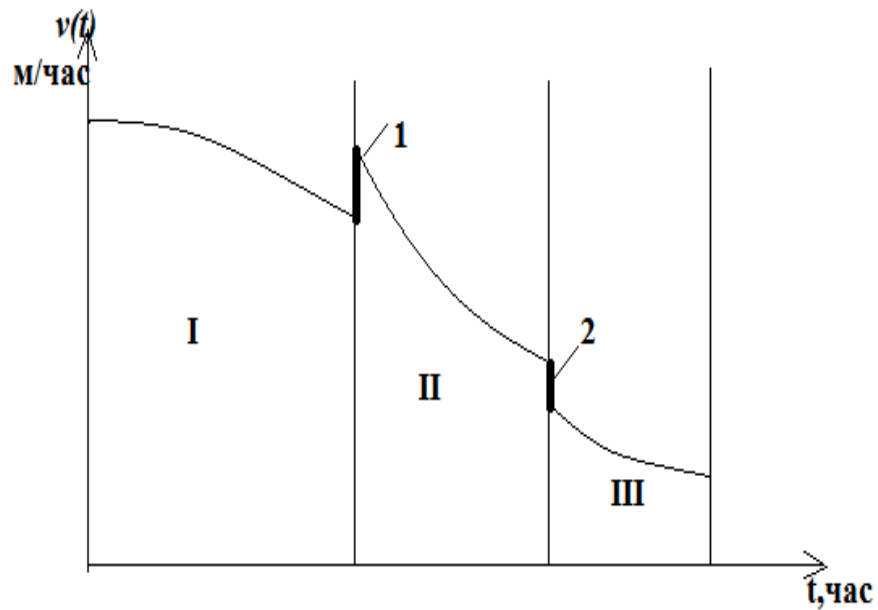


Рисунок 4.8 - Изменение скорости бурения $v(t)$ в перемежающихся по твердости массиве: I-первичная порода; II- порода меньшей твердости; III- порода большей твердости [81]

Объем разрушенной породы (шлама) V_{pn} = зависит от скорости бурения $v(t)$ и будет равен:

$$V_{pn} = v(t) \frac{\pi D_c^2}{4}, \quad (4.17)$$

где D_c - диаметр скважины.

При разрушении забоя буровой раствор в той или иной степени загрязняется шламом. Степень загрязненности α раствора при скорости бурения $v(t)$ будет:

$$\alpha = 1 - \frac{Q}{v(t) \frac{\pi D_c^2}{4} + Q} = 1 - \varphi, \quad (4.18)$$

где Q - расход бурового раствора, рассчитанной по рациональной технологии бурения; φ - содержание жидкости в шламожидкостном потоке.

В соответствии с технологией вращательного бурения для реализации качественной промывки забоя плотность обратного, обогащенного шламом, потока жидкости по степени загрязненности не должна превышать 3%, т.е. $\alpha \leq 0,03$ [82]. Подставив последнюю величину α в уравнение (4.19) и разрешив его относительно Q , получим необходимый минимальный расход раствора, при предельно допустимой концентрации шлама:

$$Q \approx 25\vartheta(t)D_c^2, \quad (4.19)$$

Из анализа полученной зависимости (4.20) следует, что расход раствора увеличивается прямо пропорционально от скорости бурения и в квадратичной зависимости от диаметра скважины.

Обычно при рациональном режиме промывки степень загрязненности раствора не доводится до предельной величины, бурение осуществляется при $\alpha_p = 0,01$ даже при большой скорости разрушения забоя. Подставив такую величину α_p в (4.19), получили необходимый расход жидкости:[83]

$$Q = 77,7\vartheta(t)D_c^2, \quad (4.20)$$

Проверим правильность приведенной формулы на практике при проходке нефтегазовых скважин на крупном месторождении Узень. Бурение под эксплуатационную колонну осуществляется долотом PDC 220 в интервале 200-(1100-1300м). Начальная скорость новым, неизношенным долотом составляет 18,5-20 м/ч (0,051-0,055 дм/сек).

Подставляя $v_0 = 0,051$ дм/сек и $D_c = 2,2$ дм в (4.21), получим начальный расход, равный:

$$Q_n = 77,7 * 0,051 * 2,2^2 = 19,20 \text{ л/с} \approx 1150 \text{ л/мин},$$

что в целом подтверждается режимно - технологической картой.

Однако к концу бурения в первой скважине под эксплуатационную колонну скорость бурения снизилась до 14,5 м/ч (0,049 м/с); в результате абразивного износа долота PDC 220. Поэтому при отсутствии возможных осложнений необходимый расход раствора в конце рейса составит:

$$Q_k = 77,7 * 0,04 * (2,2)^2 = 14,9 \text{ л/с} \approx 895 \text{ л/мин}.$$

Следовательно, с понижением скорости бурения необходимо соответственно уменьшать расход бурового раствора при неизменной степени загрязненности последнего шламом (в данном примере $\alpha = 0,01$).

Таким образом, в неосложненных условиях расход бурового раствора при его связи со скоростью бурения должен повторять зависимость, приведенные на рисунке 4.7, 4.8.

Рассмотрим далее более сложные горно-геологические условия, заключающиеся в пересечении скважиной пластов с аномально высоким

давлением и слабых пластов, подвергающихся опасности гидроразрыва под действием давления промывочной жидкости.

Условия создания необходимого противодействия на высоконапорный пласт записывается следующим образом [84]:

$$\rho = \min \left\{ \frac{P_{пл} k_p}{g L_K}; \frac{P_{пл} + \Delta P_p}{g L_K} \right\}, \quad (4.21)$$

где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора;

k_p – коэффициент резерва, величина которого изменяется от 1,04 до 1,15 (в зависимости от глубины L_K залегания кровли пласта);

$P_{пл}$ – пластовое давление;

ΔP_p – превышение давления в скважине над пластовым давлением.

$\Delta P_p = 1,5 \div 3,5$ МПа (в зависимости от величины L_K);

g – ускорение свободного падения.

Дадим оценку изменения плотности промывочной жидкости, обогащенной буровым шламом и оказывающей давление на высоконапорный пласт.

Объем разрушенной породы $V_{рп}$ на забое при скорости бурения v за время dt составит:

$$V_{рп} = v dt S = v dt \frac{\pi}{4} D_c^2, \quad (4.22)$$

За время dt на забой поступит объем бурового раствора, равный

$$V_{бр} = Q dt, \quad (4.23)$$

где Q – расход (подача) бурового раствора.

Соответствующие массы разрушенной породы $M_{рп}$ и бурового раствора $M_{бр}$ равны: [85]

$$M_{рп} = \rho_{рп} V_{рп} = \rho_{рп} v dt \frac{\pi}{4} D_c^2, \quad (4.24)$$

$$M_{бр} = \rho_{бр} V_{бр} = \rho_{бр} Q dt, \quad (4.25)$$

В зависимостях (4.24), (4.25) $\rho_{рп}$, $\rho_{бр}$ – соответственно плотности разрушенной породы и бурового раствора.

Так общий объем разрушенной породы и бурового раствора составляет, $V_{\text{общ}} = V_{\text{рп}} + V_{\text{бр}}$, а их общая масса $M_{\text{общ}} = M_{\text{рп}} + M_{\text{бр}}$, то плотность загрязненного буровым шламом раствора $\rho_{\text{зр}}$ составит после преобразования:

$$\rho_{\text{зр}} = \frac{M_{\text{общ}}}{V_{\text{общ}}} = \frac{\rho_{\text{рп}} \vartheta \frac{\pi}{4} D_c^2 + \rho_{\text{бр}} Q}{\vartheta \frac{\pi}{4} D_c^2 + Q}, \quad (4.26)$$

Оценим степень влияния загрязненности раствора на его плотность при большой скорости бурения при следующих данных:

$$\rho_{\text{рп}} = 2500 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \vartheta = 20 \frac{\text{м}}{\text{ч}} \left(0,0055 \frac{\text{м}}{\text{с}} \right); D_c = 220 \text{мм} (0,22 \text{м});$$

$$\rho_{\text{бр}} = 1200 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; Q = 20 \text{л/с} \left(0,02 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right).$$

Подставляя эти данные в (4.24), получим:

$$\rho_{\text{зр}} = \frac{2500 * 0,0055 * \frac{3,14}{4} (0,22)^2 + 1200 * 0,02}{0,0055 * \frac{3,14}{4} (0,22)^2 + 0,02} = 1214 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Отсюда следует, что увеличение плотности загрязненного раствора даже при большой скорости бурения составляет около 1% от плотности незагрязненного раствора. Поэтому такое малое увеличение плотности не может влиять на предотвращение водо - нефтепроявлений. Такие и гораздо более значительные колебания плотности раствора учитываются упомянутым коэффициентом резерва K_r , входящим в зависимость (4.21).

Большее влияние оказывает увеличение плотности загрязненного раствора при контакте со слабым пластом, что может вызвать его гидроразрыв и поглощение промывочной жидкости. Соответствующую плотность раствора необходимо проверить по второму условию – давление промывочной жидкости в затрубном пространстве против каждого пласта должно быть меньше давления необходимого для разрыва данного пласта. Так как давление в скважине связано с плотностью раствора, то упомянутое условие можно записать в виде следующего уравнения:

$$\rho_{\text{кр}} < \frac{P_{\Gamma} - \sum(\Delta P_{\text{кп}}) - (1 - \varphi) \rho_n g L_n}{\varphi g L_n}, \quad (4.27)$$

где $\rho_{\text{кр}}$ - критическая плотность раствора, при которой происходит гидроразрыв пласта; P_{Γ} - давление гидроразрыва пласта; $\sum(\Delta P_{\text{кп}})$ - потери давления при течении промывочной жидкости в затрубном пространстве на пути от подошвы

рассматриваемого пласта до устья скважины; L_n - глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта до устья; ρ_n - плотность разбуриваемых пород.

Анализ уравнения (13) показывает, что критическая плотность раствора $\rho_{кр}$, при котором может произойти гидроразрыв, зависит от соотношения следующих величин: φ , L_n , ρ_n , P_r и $\sum(\Delta P_{kn})$.

Поясним это положение данными из следующего примера: $P_r=35$ МПа; $\varphi = 0,97$; $L_n = 2450$ м; $\rho_n = 2400$ кг/м³ ; $\sum(\Delta P_{kn}) = 5,0$ МПа; плотность применяемого бурового раствора $\rho_{кр} = 1300 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Вычислим величину по формуле (11) плотность загрязненного раствора при степени загрязнения $\varphi = 0,97$ и при $\varphi = 0,99$

$$\rho_1 = \frac{35 \cdot 10^6 - 5 \cdot 10^6 - (1 - 0,97) 2400 \cdot 9,81 \cdot 2450}{0,97 \cdot 9,81 \cdot 2450} = 1212 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} (\varphi = 0,97)$$

$$\rho_2 = \frac{35 \cdot 10^6 - 5 \cdot 10^6 - (1 - 0,99) 2400 \cdot 9,81 \cdot 2450}{0,99 \cdot 9,81 \cdot 2450} = 1262 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} (\varphi = 0,99)$$

Таким образом, в обоих случаях гидроразрыва пласта не произойдет, так как буровой раствор имеет величину $\rho_{кр} = 1300 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, что больше рассчитанных величин ρ_1 и ρ_2 , однако при загрязненности $\rho_2 = 1262 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ плотность приближается к критической плотности, при которой будет гидроразрыв пласта.

В последнем случае вероятность гидроразрыва «слабого» пласта резко возрастает при спуске бурового инструмента в результате повышения давления из-за поршневого эффекта.

4.5 Сравнительная оценка затрат мощности на разрушение забоя скважины долотами PDC и шарошечными долотами

В разделе 3 была получена формула для расчета начальной скорости ϑ_0 бурения. Напомним ее: $\vartheta_0 = 3,6 \frac{C_d n}{P_m R_d}$ (C_d – осевая нагрузка на долото вращения, n – частота долота, R_d – радиус торцевой лопасти, P_m – твердость буровой породы).

Анализ приведенной формулы показывает, что при бурении конкретной горной породы долотом PDC заданного диаметра ($P_m = const$; $R_d = const$) производительность проходки прямопропорциональна осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент C_d и частоте его вращения n .

Сравним начальную механическую скорость бурения ϑ_0 для шарошечных долот [58]:

$$\vartheta_0 = K(0.1C_d - 2)^d n, \text{ м/ч} \quad (4.17)$$

где K – коэффициент, зависящий от физико-механических свойств горных пород и типа долота

d – коэффициенты, зависящие от категории твердости породы и удельного расхода бурового раствора.

Как следует из (4.17) при использовании шарошечных долот начальная скорость проходит расчет с повышением осевой нагрузки и частоты вращения, причем вариация коэффициентов d и α опирают в каждом конкретном случае различную интенсивность влияния каждого технологического параметра на величину ϑ_0 .

Вычисления начальных скоростей бурения обоими типами долота проведем с учетом особенностей их технологического режима: рациональной осевой нагрузкой для долот PDC в мягких породах является 2-4 кН на 1см диаметра долота [78,79], для шарошечных долот рациональной осевой нагрузкой в мягких породах является нагрузка в 6-8 кН на 1см диаметра долота [51], т.е. примерно в 2-2,5 раза больше.

Частоту вращения обоих инструментов можно принять одинаковой и равной 90 об/мин. Расход бурового раствора для PDC долот $q = 2,5-3$ л/с на 1 [2], для шарошечных долот.

Для сравнительной оценки эффективности использования упомянутых долот рассмотрим следующий пример: бурение осуществляется диаметром $D=215,9$ мм в мелкозернистом, пористом песчанике с контактным центром, для которого твердость по Л.А. Шрейнеру $P_{ш} = 700$ МПа.

Таблица 4.3 - Параметры технологического режима долот

Тип долота	Диаметр бурения D , мм	Частота вращения долота n , об/мин	Осевая нагрузка C_d , кН	Расход бурового раствора л/с
PDC	215,9	90	80	22-25
Шарошечное	215,9	90	160	28-32

Для долот PDC начальная скорость бурения ϑ_0 вычисляется по формуле (3) [80,81]

$$\vartheta_{0\text{ PDC}} = 3,6 \frac{80 \cdot 10^3 \cdot 90/60}{700 \cdot 10^6 \cdot (0,2159 \div 2)} = 0,00571 \text{ м/с} = 20,6 \text{ м/ч}$$

Для шарошечного долота начальная скорость бурения ϑ_0 рассчитывается по формуле (4.17) [82,83]. Для мягкой породы и принятого расхода бурового раствора коэффициенты K , α и d , входящие формулы, соответственно равны:

$K=0,072$; $\alpha = 0,65$, $d = 0,75$ (таблица 1,2,3 на стр. 38,39 работы [58]).

Представляя соответствующие данные в (4.17), получим для шарошечного долота $\vartheta_{0\text{ ш}} = 0,072(0,1 \cdot 160 - 2)^{0,75} 90^{0,65} = 9,71 \text{ м/ч}$.

Таким образом, начальная скорость бурения в однородной мягкой породы при использовании долот PDC в 2 раза выше, чем шарошечных.

Сравним теперь мощность, затрачиваемую на разрушение забоя скважины, при использовании долот обоих типов.

Мощность, затрачиваемую на разрушение забоя долотами PDC, можно вычислить по формуле для резцовой коронки[84,85]:

$$N_{\text{кр}} = \frac{mh\delta\pi(R^2-r^2)n \cdot 0.736}{450\,000}, \text{ кВт} \quad (4.18)$$

где m – число резцов коронки;

h – глубина внедрения резца в породу, см;

δ – критическое сопротивление породы $\delta = 7$ разрушению, даН/см³.

R, r – наружный и внутренний радиус коронки, см;

n – частота вращения долота, об/мин.

Положив $r=0$; получим формулу для лопастных долот, какими фактически считаются долота PDC. С учетом того, что $\pi \cdot 0,736 = 2,31$, формула (4.18) преобразуется в следующий вид:

$$N = \frac{2.31 \delta_{\text{еке}} h R^2 n}{450\,000}, \text{ кВт} \quad (4.19)$$

Глубина внедрения h вооружения долот PDC (алмазно-твердосплавные пластины) определяется из формулы (3.17) путем исключения частоты вращения n , что фактически означает, что полученную в примере начальную скорость ϑ_0 долот PDC необходимо разделить на $n=1,5$ м/сек;

$$h = \frac{\vartheta_0}{n} = 0,00571 \frac{\text{м}}{\text{сек}} : 1,5 \frac{\text{м}}{\text{сек}} = 0,0038 \text{ м} = 0,38 \text{ см}.$$

С учетом того, что слабые песчаники имеют величину $\delta_{\text{еке}} = 700 \text{ декН/см}^2$, радиус долота $R = 21,5:2 = 10,75 \text{ см}$, при подстановке соответствующих величин в (4.19) получим:

$$N = \frac{2,31 \cdot 700 \cdot 0,38 \cdot 107,5 \cdot 90}{450\,000} = 14,2 \text{ кВт}$$

Мощность, необходимая для разрушения забоя скважины шарошечным долотом, определяется по следующей формуле [79]:

$$N_{pш} = c \cdot 10^{-5} C_d^{1,3} n D^{0,4}, (4.20)$$

где c – коэффициент, учитывающий твердость горной породы; для мягкой породы $c=2,6$

D – диаметр долота, мм.

Осевая нагрузка C_d и частота вращения n долота имеют те же размерности, что и в формулах (3), (4).

Подставляя соответствующие данные в (9), получили $N_{pш} = 2,6 \cdot 10^{-5} (160)^{1,3} 90 \cdot (215,9)^{0,4} \approx 14,7 \text{ кВт}$.

Выводы по разделу 4

1. Проведена сравнительная оценка стоимости 1м бурения в мягких породах долотами PDCи шарошечными долотами. Показано, что стоимость бурения 1м скважины долотами PDC по критерию удельных эксплуатационных затрат в этих условиях в 1,5 раза ниже, чем при использовании шарошечных долот.

2. Найдено оптимальное время пребывания PDC – долота на заключительном этапе использования путем исследования функции стоимости 1м бурения по удельным эксплуатационным затратам на экстремум.

3. Проведены экспериментальные исследования влияния концентрации полиакриламида в буровом растворе, который применяется для промывки скважин на месторождении Узень. Рекомендовано снизить концентрацию ПАА применяемого в растворе с 0,1% до 0,05%, что уменьшит потери давления при просачивании промывочной жидкости в бурильной колонне.

4. Сравнение некоторых технологических параметров долот PDC и шарошечных долот позволяет сделать следующие выводы: в мягких породах скорость бурения долотами PDC в 2 раза выше аналогичного показателя для шарошечных долот; мощности, требуемые для разрушения забоя скважины, при использовании долот обоих типов практически одинаковы. Вместе с тем, показано [1], что в мягких породах стойкость долот PDC значительно (в несколько раз) превышает аналогичный показатель шарошечных долот. Расчеты стоимости 1м бурения по основным эксплуатационным затратам показали, что, несмотря на высокую стоимость долот PDC, последние обеспечивают большую эффективность (меньшую стоимость 1м скважины). Поэтому область эффективного применения долот PDC– бурение мягких и частично средних по твердости пород, где наиболее ярко проявляются преимущества этого сравнительно нового породоразрушающего инструмента.

5. В неосложненных горно-геологических условиях необходимый расход бурового раствора для очистки забоя увеличивается в квадратичной зависимости от диаметра скважины и прямо пропорционально скорости бурения.

6. В связи с абразивным износом породоразрушающего инструмента уменьшается скорость бурения в соответствии с моделью процесса. Рекомендуется создать аппаратуру, с помощью которой можно будет регулировать рациональный расход раствора в соответствии с изменением скорости разрушения забоя и уменьшением количества образующегося шлама.

7. Возрастающая плотность шламожидкостного потока в затрубном пространстве практически не оказывает заметного влияния на предотвращение нефтепроявлений со стороны высоконапорных пластов.

8. Более заметное влияние оказывает скорость бурения. Возрастающая в этой связи плотность шламожидкостного потока повышает гидростатическое давление на слабые пласты, что может вызвать их гидроразрыв и поглощение промывочной жидкости. В этих условиях необходим соответствующий расчёт с учетом реальной скорости бурения и давления шламожидкостного потока на упомянутый пласт.

Заключение

В диссертации содержатся исследования, в результате которых получены следующие научные и практические результаты:

1. Проходка скважин в мягких и частично в породах средней твердости с применением долот PDC показывает значительно более высокие технико-экономические показатели, чем шарошечные долота. Об этом свидетельствует опыт бурения нефтедобывающих скважин долотами PDC на месторождении Узень, где геологические условия (мягкие породы, небольшая (1000-1500м) глубина скважин) способствовали резко возросшей производительности буровых работ.

2. Вместе с тем, на данном этапе использования долот PDC не используются полностью потенциальные возможности этого породоразрушающего инструмента. Это связано, главным образом, с отсутствием модели буримости для долот PDC. Разработка такой модели позволяет прогнозировать показатели бурения (скорость бурения, степень износа инструмента) в любой момент времени пребывания долота на забое скважины, а также оптимизировать время замены долота на заключительной стадии его использования.

3. Анализ известных моделей буримости, разработанных для шарошечных долот, показал, что наиболее приемлемой моделью для описания бурового процесса долотами PDC является модель вида $v(t) = v_0 - \Delta v t^m$, которая включает три константы идентификации начальную скорость бурения v_0 , темп снижения скорости Δv и показатель m , в которую возводится время t пребывания долота на забое; величина m характеризует форму кривой $v(t)$ (выпуклая или вогнутая).

4. Для определения конкретных значений констант v_0 , Δv и m с учетом условий буровых работ на месторождении Узень проведен комплекс теоретических и экспериментальных исследований, заключающихся в следующем:

- решена теоретическая задача о внедрении лопастей долота PDC, вооруженных алмазно-твердосплавными пластинками, в породу забоя скважины; получена теоретическая формула для определения начальной скорости v_0 в зависимости от осевой нагрузки, частоты вращения долота и твердости разрушаемой породы; определенная таким образом скорость получила экспериментальное подтверждение;
- проведены измерения скорости бурения под экскалону (интервал 220-1120м) и соответствующее время пребывания долота PDC на забое скважин. В результате получен массив данных, который был разделён на 4 группы в зависимости от количества скважин, при бурении которых использовано конкретное долото;
- полученные данные были обработаны методами математической статистики; получена формула описывающая уменьшение ресурса долота по мере износа его вооружения в каждой скважине; в результате

получены константы $\Delta\vartheta$ и m , что дало возможность составить 4 модели буримости в зависимости от количества рейсов бурения под экскалону;

5. Проведена сравнительная оценка стоимости 1м бурения долотами PDC и шарошечными долотами для горно-геологических условий, подобных месторождению Узень; показано, что производительность и стойкость долот PDC кратно превышает аналогичные показатели шарошечных долот, а стоимость 1м бурения по статьям основных эксплуатационных расходов на 50% ниже;

6. Определено оптимальное время подъема долота PDC на заключительном рейсе его использования по критерию минимума эксплуатационных затрат; показано, что именно при этом времени подъема долота стоимость 1м бурения минимальна.

7. Проведены исследования технологических свойств буровых растворов, применяемых при бурении скважин на месторождении Узень; в результате экспериментов проведенных в Ближневосточном университете (Анкара, Турция), установлено, что снижение полиакриламида в применяемом буровом растворе с 1% до 0,5% снижает потери давления при его течении в 1,5 – 1,7 раза, что особенно важно при использовании для привода долота забойных винтовых двигателей.

8. Проведена сравнительная оценка затрат мощности на разрушение забоя скважины долотами PDC и шарошечными долотами. Показано, что упомянутые затраты практически одинаковы по величине.

9. Результаты полученных исследований следует распространить на буровые работы в аналогичных горно-геологических условиях других нефтегазовых месторождений Республики. Разработанная в диссертации методика позволит конкретизировать модели буримости с учетом специфики этих месторождений с получением значительного технико-экономического эффекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Калинин, А. Г. Строительство нефтегазовых скважин / А. Г. Калинин, А. С. Оганов и др. – М.: РТУНГ им. Губкина, 2013. – 580 с.
- 2 В.И.Балаба, Н.К.Бикбулатов, Г.Н.Вышегородцева и др. Буровой породоразрушающий инструмент И.: Изд.центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2010, 187стр.
- 3 Попов, А. Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А. Н. Попов, А. И. Спивак и др. – М.: Недра, 2007. – 512 с.
- 4 Буровое лопастное долото PDCПатент США №4932484 МПК E21B 10/26, 40/46 опуб. 2.06.1990
- 5 Буровое долото Патент РФ №2092671, МПК E21B 10/26, опуб. 10.10.1997
- 6 Буровое долото Патент США №6443249, МПК E21B, 0/46, опуб.03.09.2002
- 7 Буровое долото Патент США №5595252, МПК E21B, 10/46, опуб.21.01.1997
- 8 Буровое долото Евразийский патент №016994, В1 E21B, 10/55, опуб. 08.30.2012
- 9 Дис Гисмин. Технологическое сопровождение и совершенствование буровых долот. Ж. Offshore [Russia], №11, 2013. стр. 42-44.
- 10 <http://vseoburenii.com/sharoshechnyie-dolota/>
- 11 <http://vseoburenii.com/dolota-pdc/>
- 12 Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушения горных пород при бурении скважин М.:Недра, 1994г, 287стр.
- 13 Maritz, A. P. and I. M. Hutchings (1991). "The Abrasive Wear of Rock Drill Bit Materials", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 24222.
- 14 Abbas, R. K., Hassan pour, A., Hare, C., and Ghadiri, M. (2014). "Real-time Monitoring of Drill Bit Wear and Specific Energy as a Criteria for the Appropriate Time for Pulling Out Worn Bits". Paper SPE 172269 presented at the Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana, Kazakhstan, 12-14 November 2014.
- 15 Abeed, Q., Frank, S., Detlev, L., and Ralf, L. (2012). "Petroleum system analysis of the Upper Jurassic-Middle Cretaceous sedimentary sequences of the Southern Mesopotamian Basin, Southern Iraq". Paper presented at the Geofluids VII 2012.
- 16 Osburn, H. J. (1969). "Wear Of rock drilling tools". Powder Metallurgy (24): 471–502
- 17 Kopeliovich, D., SubsTech website. (2015) http://www.substech.com/dokuwiki/doku.php?id=main_page
- 18 Sinha, K.S. (2006) Scratching of Materials and Applications. Amsterdam, Elsevier.
- 19 Fujiwara, J. (2012). "Cutting Mechanism of Sulfurized Free-Machining Steel, Scanning Electron Microscopy", Dr. ViacheslavKazmiruk (Ed.), ISBN: 978-953-51-0092-8, InTech.

- 20 Larsen-Basse J. (1973). "Wear of hard-metals in rock drilling: a survey of the literature". Powder Metallurgy (31): 1–31
- 21 Geoffrey, H., D. N. Minh, J. Barguest and C. Putot (1999). "Interaction Between Rock And Worn PDC Bit: Theory And Experiments". Paper ISRM 244 presented at the 9th ISRM Congress. Paris, France, 25-28 August.
- 22 Ortega, A. and D. A. Glowka (1984) "Frictional Heating and Convective Cooling of Polycrystalline Diamond Drag Tools During Rock Cutting." SPE Journal April, 1984: 121-128
- 23 Fang, Z., A. Griffo, B. White, D. Belnap, R. Hamilton, G. Portwood, P. Cox, G. Hilmas and J. Bitler "Chipping Resistant Polycrystalline Diamond and Carbide Composite Materials for Roller Cone Bits". Paper SPE 71394 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-3 October, New Orleans, Louisiana.
- 24 Tze-Pin, L., M. Hood, G. A. Cooper and L. Xiaohong (1992). "Wear and failure mechanisms of polycrystalline diamond compact bits." Wear 156(1): 175-182
- 25 Zacny, K. (2012). "Fracture and Fatigue of Polycrystalline Diamond Compacts." SPE Drilling & Completion 27(1): 145-157
- 26 Akbari, B., Butt, S. D., Munaswamy, K., and Arvani, F. (2011) "Dynamic Single PDCCutter Rock Drilling Modeling and Simulations Focusing on Rate of Penetration Using Distinct Element Method " Paper ARMA 11379 at the 45th US Rock Mechanics /Aeromechanics Symposium. San Francisco, CA, 26–29 June 2011.
- 27 Anstis, G.R., Chantikul, P., Lawn, B.R. and Marshall, D.B. (1981). "A Critical
- 28 Evaluation of Indentation Techniques for Measuring Fracture Toughness: I, Direct
- 29 Crack Measurements." Journal of the American Ceramic Society - 64(9): 533-538.
- 30 Yahiaoui, M., L. Gerbaud, J. Y. Paris, J. Denape and A. Dourfaye (2013). "A study on PDC drill bits quality." Wear 298– 299(0)
- 31 Zhao, J., V. Labiouse, J. Dudt and J. Mathier (2010). "Rock Mechanics in Civil and Environmental Engineering". Florida: CRC Press.
- 32 Beake, B. D., B. Shi and J. L., Sullivan (2011). "Nanoscratch and nanowear testing of TiN coatings on M42 steel." Tribology - Materials, Surfaces & Interfaces - 5(4): 141-147.
- 33 Boland, J. N. and X. S. Lee (2010). Microstructural Characterisation and Wear Behaviour of Diamond Composite Materials".
- 34 Chen, F., et al. (2010). "Thermal residual stress of polycrystalline diamond compacts." Transactions of Nonferrous Metals Society of China - 20(2): 227-232.
- 35 Couvy, H., D. Lahiri, J. Chen, A. Agarwal and G. Sen (2011). "Nanohardness and Young's modulus of nanopolycrystalline diamond". ScriptaMaterialia- 64(11).

- 36 <http://www.astm.org/Standards/E2546.htm>
- 37 <http://www.ipims.com/data/pe33/E1856.asp?Code=yy&UserID=xx>
- 38 Е.Г.Леонов, В.И.Исаев Гидраэромеханика в бурении М.Недра, 1987, 303стр.
- 39 Н.Маковей Гидравлика бурения М.: Недра , 486стр.
- 40 Bellin, F., Dourfaye, A., King, W. and Thigpen, M. (2010 a). "The current state of PDC bit technology". Worldoil , September.
- 41 Пешалов Ю.А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. Университетская книга, 2005
- 42 ТОО " КазНИПИМунайгаз", "Анализ разработки месторождения Узень", 2017
- 43 Сулакшин С.С. Основы теории разрушения горных пород и удаления продуктов разрушения при бурении скважин. Томск – изд. Томского университета, 1963г. 260стр.
- 44 Питерский А.А., Чефраков К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. М.: Недра, 1985,
- 45 Бадалов, Р. А. Определение механической скорости проходки в зависимости от режимных параметров бурения / Р. А. Бадалов // Изв. Вузов. Нефть и газ. – 1960. – № 1. – С. 52–58.
- 46 В.С.Казвлин Справочник по геологоразведочному бурению на нефть и газ. М: Гостоптехиздат, 1986, 481с.
- 47 М.Г.Абрамсон, Б.В.Байдюк и др. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений – М.:Недра, 1984, 215стр.
- 48 Эйгелес, Р. М., Р. В. Стрекалова Расчет и оптимизация процессов бурения– М.: Недра, 1977. – 200 с.
- 49 Galle, E.M. and Woods, H.B.: "Best Constant Weight and Rotary Speed for Rotary Rock Bits", API Drilling and Production Practice, 1963.
- 50 Федоров В.С. и др. Практические расчеты в бурении – М: Недра, 1986
- 51 Синев, С. В. Модели процесса бурения / С. В. Синев // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 2. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Sinev/Sinev_1.pdf
- 52 Ситников Н.Б. Моделирование и оптимизация процесса бурения геологоразведочных скважин. Автореф.дисс. на соискание ученой степени доктора технических наук – Екатеринбург, 2000
- 53 Ситников Н. Б. Математическая модель процесса бурения глубоких геологоразведочных скважин/ Н. Б. Ситников, В. В. Макаров // Изв. вузов. Горный журнал. – 1992. – № 1. – С. 62–68.
- 54 Alkaragoolee, M. A hybrid model for a drilling process for hydrocarbon well-boring operations / M. Alkaragoolee, K. Ebrahimi, R. Whalley // Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part K: Journal of Multi-body Dynamics. – 2017. – P. 146441931769785. doi: 10.1177/1464419317697854

- 55 Speer J.W., "A Method for Determining Optimum Drilling Techniques," Drill. And Prod. Prac. API 1958, pp 25
- 56 Florence, F. Models for Drilling Process Automation: Equations and Applications / F. Florence, F. P. Iversen // Publisher Society of petroleum Engineers. SPE Drilling Conference and Exhibition. – Nero Orleans, USA, Luisiana, 2010. – 16 p.
- 57 Cayeux E., Dvergsnes E.W., and Iversen F., "Real-Time Optimization of the Drilling Process – Challenges in Industrialization," SPE/IADC 119650, SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, March 2009
- 58 Левицкий, А. З. Исследование данных геолого-технического контроля для оптимизации бурения / А. З. Левицкий. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – С. 14–31.
- 59 Bourgoyne A.T. Jr., Young F.S., "A Multiple Regression Approach to Optimal Drilling and Abnormal Pressure Detection", SPE 4238, August 1974
- 60 Maurer W.C., "The 'Perfect-Cleaning' Theory of Rotary Drilling," Journal of Pet. Tech, November, 2000
- 61 Eren T., "Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations," PhD Thesis, METU, Turkey, 2010
- 62 Т.Т.Танатаров, М.Т.Билеций Основы научных исследований и оптимизации в бурении. Алматы, РИК, 1998
- 63 Moore, P.L., 1959. Five Factors that Affecting Drilling Rate. The Oil and Gas Journal, October 6.
- 64 Dopiest, F. E. and W. L. Koederitz (2005). "Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy". Paper SPE/IADC 92194 presented at the SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, The Netherlands, 23-25 February 2005.
- 65 М.Г.Абрамсон, Б.В.Байдюк и др. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений – М.:Недра, 1984, 215стр.
- 66 Калинин, А. Г. Разведочное бурение / А. Г. Калинин, О. В. Ошкордин, В. М. Питерский, Н. В. Соловьев. – М.: Недра, 2000. – 748 с.
- 67 Муратова С.К., Акжигитова М.М. Особенности геологического строения месторождения Узень. Ж.Adule
- 68 Ганджумян, Р. А. Математическая статистика в разведочном бурении / Р. А. Ганджумян. – М.: Недра, 2013. – 210 с.
- 69 Федоров Б.В., Шарауова А., Аубакиров М.Т. О модели буримости нефтегазовых скважин долотами PDC на месторождении Узень «Вестник КазНУ» № 1, с. 84-90. 2017г. ISSN - 1680 – 9211
- 70 Шарауова А.Б., Федоров Б.В. Сравнительная оценка эффективности применения долот PDC и шарошечных долот при бурении скважин на месторождении Узень / Сатпаевские чтения 2017г

- 71 Шарауова А.Б., Федоров Б.В. Моделирование процесса бурения скважин долотами PDC на нефтегазовом месторождении Узень / «Булатовские чтения» 2017г. Краснодар С: 267-272
- 72 Ratov B.T., Utepov Z.G., Tulepbergenov A.T., Baiboz A. R., Sharauova A.B. About a half-wave length of the bottom-hole core drill composed of structural elements of different stiffness / 17th International multidisciplinary scientific geoconference (Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining / Issue 12) / ISBN 978-619-7105-99-5. ISSN 1314-2704, DOI: 10.5593 / sgem 2017/12 Volume 17, Issue 12 (2017), 33 – 39
- 73 Fedorov B., Ratov B., Sharauova A. Development of the model of petroleum well boreability with PDC bore bits for Uzen oilfield (the Republic of Kazakhstan) Eastern-European Journal of Enterprise Technologies / ISSN 1729-3774 (p. 16–22) DOI: 10.15587/1729-4061.2017.99032
- 74 Федоров Б.В., Хузина Л.Б., Ратов Б.Т., Шарауова А.Б. Моделирование процесса углубления скважины долотами PDC/ Журнал НЕФТЬ И ГАЗ №4 (100) 2017г. С: 77-85. (ISSN 1562-2932). г. Алматы
- 75 Fedorov B., Ratov B., Sharauova A. Model of purification of PDC bolts for walking wells on oil-gas field name / News of the national academy of sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of geology and technical sciences // ISSN 2224-5278, Volume 4, Number 424 (2017), 170 – 176
- 76 Федоров Б. В., Ратов Б. Т., Шарауова А. Б. Модель углубления забоя скважин PDC-долотами / Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент — техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – Вып. 20. – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакала, НАН Украины, г. Трускавец, 17–22 сентября 2017 г. С: 11-15. ISSN 2223-3938. Украина
- 77 <http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-tehnologiya-i-tehnika-bureniya-v-2-ch-chast-2-tehnologiya-bureniya-skvazhin.pdf>
- 78 Федоров Б.В., Ратов Б.Т., Шарауова А.Б. Математическая модель процесса бурения долотами PDC / Международная научно-практическая конференция – «Инновация-2017», Сборник научных статей. 25-28 октября в 2017, г. Ташкент - Т, с. 228 ISBN 978-9943-381-08-7
- 79 Федоров Б.В., Ратов Б.Т., Шарауова А.Б. Прогнозирование показателей бурения долотами PDC с использованием математической модели бурового процесса / / Горный журнал Казахстана № 10 2017г. С: 36-41. (ISSN 2227-4766) г. Алматы
- 80 FuadMammadov, " Developing drilling optimization program for Galle and Woods method", PhD Thesis, The Graduate School Middle East Technical University, 2010.
- 81 Bourgoyne, A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E. and Young, F.S.: "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series, Vol. 2, and Richardson, TX, 1986.
- 82 Lummus J.L., “Drilling Optimization,” SPE 2744, SPE 40th Annual

- California Fall Meeting, San Francisco, November 1969
- 83 Erin T., and Ozbayoglu E., “Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations,” SPE Paper 129126, SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, 20–22 January 2010
- 84 Warren T.M., “Penetration-Rate Performance of Roller–Cone Bits,” SPE 13259, SPE Annual Technical Conference, Houston, March 1986
- 85 Osgouei R.E., “Rate of Penetration Estimation Model for Directional and Horizontal Wells,” Ms.’s. Thesis, The Graduate School, Middle East Technical University, 2007

Приложение А

Модель буримости, предложенная Бургойном и Янгом

Уравнения Бургойном и Янга, приведенные в их исследовании, обобщены в этом разделе. Введённая модель нашла широкое применение среди ученых, которые взяли за основу своих работ.

$$\frac{dF}{dt} = \exp(a_1 + \sum_{j=2}^8 a_j x_j), \quad (\text{A.1})$$

параметры бурения $x_2 \dots x_8$ вычисляются с их соответствующими уравнениями, x_1 постоянная переменная, равная 1 для каждого наблюдения. Коэффициенты a_i рассчитываются соответственно с помощью множественной регрессии и должны быть уникальными для определенного набора данных. Константы a_i и параметры x_i связаны между собой в определении скорости бурения. Параметры буримости, которые влияют на механическую скорость бурения приведены в таблице А - 1.

Таблица А- 1: Параметры бурения, влияющие на скорость бурения

1	Твердость пород
2	Глубина
3	Плотность пород
4	Перепад давления на забое
5	Диаметр долота и нагрузка на долото
6	Частота вращения
7	Износ долота
8	Гидравлика долота

$$x_1 = 1, \quad (\text{A.2})$$

Влияние глубины учитывается в следующей формуле (А.3):

$$x_2 = 10000 - D, \quad (\text{A.3})$$

Уплотнение пород учитывается в формуле (А.4):

$$x_3 = D^{0.69} (g - 9.0) \cdot 3p, \quad (\text{A.4})$$

Перепад давления на забое скважины определяется уравнением (A.5):

$$x_4 = D(g_p - \rho_c), \quad (\text{A.5})$$

Влияние диаметра долота и веса на долото определяется уравнением (A.6):

$$x_5 = \ln \left[\frac{\frac{W}{d_b} - (\frac{W}{d_b})_t}{4 - (\frac{W}{d_b})_t} \right], \quad (\text{A.6})$$

Влияние скорости вращения определяется уравнением (A.7):

$$x_6 = \ln \left[\frac{N}{60} \right], \quad (\text{A.7})$$

Износ зубьев определяется уравнением (A.8):

$$x_7 = -h, \quad (\text{A.8})$$

Влияние гидравлики учитывается в формуле (A.9):

$$x_8 = \frac{\rho q}{350 \mu d_n}, \quad (\text{A.9})$$

Модель износа долота определяется формулой (A.10):

$$\frac{dh}{dt} = \frac{H_3}{\tau_H} \left(\frac{N}{60} \right)^{H_1} \left[\frac{(\frac{W}{d})^m - 4}{(\frac{W}{d})^m - (\frac{W}{d})} \right] \left(\frac{1 + \frac{H_2}{2}}{1 + H_2 h} \right), \quad (\text{A.10})$$

Модель износа долота определяется формулой (A.11):

$$\frac{dB}{dt} = \frac{1}{\tau_B} \left(\frac{N}{60} \right) \left[\frac{W}{4d} \right]^b, \quad (\text{A.11})$$

Модель, предложенная Маурером, разработанная в результате их исследования, также приведена в этом разделе. Введенная модель предназначена для шарошечных долот. Скорость углубления скважин при ударно-вращательном режиме разрушения можно вычислить по следующей формуле:

$$\frac{dF}{dt} = \frac{4}{\pi d_b^2} \frac{dV}{dt}, \quad (\text{A.12})$$

где F - проходка долотом, м;
 t - время бурения;
 V – объём удаленной породы;
 d_b – диаметр долота.

Приложение Б

Рисунки использованных долот в ходе эксперимента

Как уже отмечалось выше, одним долотом пробуривалось 4 скважины под эксколону (4 рейса). В начале новое долото перед спуском в скважину, визуально проверялось на целостность. После чего, нанося отметку, спускалось в скважину буриться. Через определенные интервалы времени снимались замеры механической скорости углубления скважины данным долотом. Приведена фотография, сделанная перед спуском нового долота в первую скважину на рисунке 1.



Рисунок 1 - Новое PDC долото (Казахстанского производства)

Как только буровой инструмент доходил до проектной глубины, его поднимали и визуально проверив на износ, спускали во второй раз во вторую скважину (Рисунок 2). Также замеряли механическую скорость через определенные интервалы времени.



Рисунок 2 - Долото, пробурившее первую скважину

Также приведены фотографии долот, сделанных после второго, третьего и четвертого рейсов (Рисунок 3, 4, 5).



Рисунок 3 - Долото, пробуравившее вторую скважину



Рисунок 4 - Долото, пробуравившее третью скважину

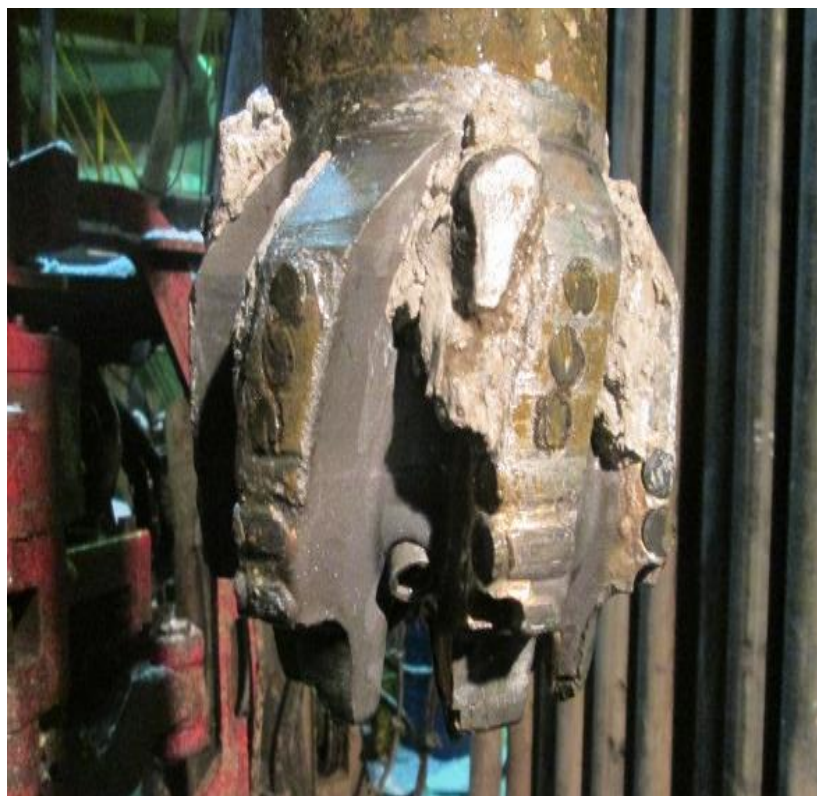


Рисунок 5 - Долото, пробуравившее четвертую скважину

**Таблица1. Значения экспериментальных данных по отработке долот
(PDC:Типовая, Жигер, Китай; Шарошечное долото)**

типовая		Жигер		Китай		Шарошка	
1	2	3	4	5	6	7	8
t, ч	v(t), м/ч	t, ч	v(t), м/ч	t, ч	v(t), м/ч	t, ч	v(t), м/ч
0	18,8	0	19	0	19	0	8
22	17,6	11	18,8	11	18,5	11	7,6
44	16,1	22	18	22	17,9	22	7,2
66	15	33	17,6	33	17	33	6,7
90	13,8	44	15,78	44	16,3	44	6,2
114	12,6	55	15,3	55	15,3	55	5,7
138	11,5	66	14,3	66	14,7	66	5,2
170	10,55	78	14	78	14,3	78	4,75
202	9,90	90	13,35	90	13,3	90	4,1
240	9,3	102	12,7	102	12,9	102	3,2
284	8,65	114	12	114	12	114	2,5
328	7,8	126	11,1	116	11,7	126	1,2
372	6,7	138	10,7	118	11,1	139	0
412	5,4	154	10,3	130	10,8	-	-
458	3,55	170	9,8	146	10,5	-	-
504	1	186	9,6	162	10,3	-	-
520	0	202	9,3	178	9,9	-	-
-	-	218	9	194	9,6	-	-
-	-	240	8,9	210	9,4	-	-
-	-	262	8,6	226	9	-	-

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
-	-	284	8,3	248	8,7	-	-
-	-	306	7,2	270	8,2	-	-
-	-	328	6,9	292	7,2	-	-
-	-	350	6,4	314	6,9	-	-
-	-	372	5,5	336	6,6	-	-
-	-	394	5	358	5,6	-	-
-	-	412	4	380	5,5	-	-
-	-	436	3,3	402	4,2	-	-
-	-	458	2,5	430	3,6	-	-
-	-	482	1	458	2,5	-	-
-	-			486	1	-	-

Таблица 2. Показатели бурения скважины № 7168 по месторождению Узень за апрель месяц 2015 года

№	Вид технологической операции (бурение, крепление, промывка, переподготовка ствола, отбор керна, освоение, ликвидация осложнений и аварий, ремонт, ГИС, простой)	Интервал, м		Конструкция скважины,	Способ бурения	Типо-размер долот	Тип бурового раствора	Режим бурения			Продолжительность выполнения технологических операций	Скорость выполнения технологических операций		
		(верх)	(низ)	мм				Осевая нагрузка	Скорость вращения	Расход раствора				
								тс	об/мин	л/с				
								ч	м/ч					
1	бурение	0	30	Направление	роторный	НАТ393,7	полимерно-гуматный	1\2	40-50	28	5	6,0		
2	крепление			324 мм				-	-	-	14	-		
3	бурение	30	600	Кондуктор	роторный	295,3ВТ419	полимерно-гуматный	2\3	60-70	35	47	12,1		
4	крепление			245 мм				-	-	-	-	-	19	-
5	ГИС							-	-	-	-	3,5	-	
6	бурение	600	1360	Эксплуатационная колонна	турбинный	220,7PDC	ингибировано-полимерный	3\4	70-80	32	57	13,3		

Таблица 3. Показатели бурения скважины № 680 по месторождению Узень за май месяц 2015 года

№	Вид технологической операции (бурение, крепление, промывка, переподготовка ствола, отбор керна, освоение, ликвидация осложнений и аварий, ремонт, ГИС, простои)	Интервал, м		Конструкция скважины, мм	Способ бурения	Типо-размер долот	Тип бурового раствора	Режим бурения			Продолжительность выполнения технологических операций	Скорость выполнения технологических операций
		от	до					Осевая нагрузка	Скорость вращения	Расход раствора		
		(верх)	(низ)					тс	об/мин	л/с	ч	м/ч
1	бурение	0	30	Направление	роторный	НАТ393,7	полимерно-гуматный	1\2	40-50	28	6	5,0
2	крепление			324 мм				-	-	-	14	-
3	бурение	30	320	Кондуктор	роторный	295,3ВТ419	полимерно-гуматный	2\3	60-70	35	60	4,8
4	крепление			245 мм	-	-	-	-	-	-	21	-
5	ГИС				-	-	-	-	-	-	2,5	-
6	бурение	320	1380	Эксплуатационная колонна	турбинный	220,7PDC	ингибировано-полимерный	3\4	70-80	28	73	14,5

