

РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ



Буровые растворы Baroid

РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ



NL Baroid/NL Industries, Inc.

СОДЕРЖАНИЕ

СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ	3
ПЛОТНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА	4
Перепад давления	4
Скорость проходки и стабильность скважины при бурении с депрессией	4
Скорость проходки с очисткой забоя воздухом и промывкой пенообразным материалом	5
ВЯЗКОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА	6
Разжижение при сдвиге	6
Вязкость и очистка скважины	7
Очистка скважины асбестом	8
Вязкость и гидравлические свойства бурового раствора	8
ФИЛЬТРАЦИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА	9
Давление, позволяющее удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии	9
Влияние скорости фильтрации на скорость проходки	10
Соотношение между фильтрацией по API и скоростью проходки	10
Характеристики фильтрата и скорость проходки	11
СОДЕРЖАНИЕ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ	12
Содержание твердой фазы и плотность	12
Контроль содержания твердой фазы путем регулирования химического состава бурового раствора	13
Контроль содержания твердой фазы при бурении с промывкой чистой водой	14
Химический контроль содержания твердой фазы в буровом растворе низкой плотности	15
Химический контроль содержания твердой фазы в буровых растворах высокой плотности	15
Механический контроль содержания твердой фазы	16
Тонкие вибросита	16
Повышение скорости проходки путем илоотделения	18
Декантационная центрифуга	18
СМАЗЫВАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ	19
Введение	19
Буровые растворы на водной основе с углеводородом	19
Почему повышается скорость проходки с промывкой буровым раствором на водной основе при добавлении углеводорода?	20
Применение незагрязняющих смазывающих веществ вместо нефти	21
Скорость проходки при использовании бурового раствора на углеводородной основе	21

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ

На скорость проходки долотами для роторного бурения влияют следующие факторы:

1. Пласт,
2. Долото,
3. Механические факторы,
4. Гидравлические факторы,
5. Свойства раствора.

Каждому из этих основных факторов посвящен специальный раздел технологии. Большинство из них в определенной степени взаимосвязаны. Тем не менее, настоящее обсуждение по возможности будет ограничено влиянием бурового раствора на скорость проходки.

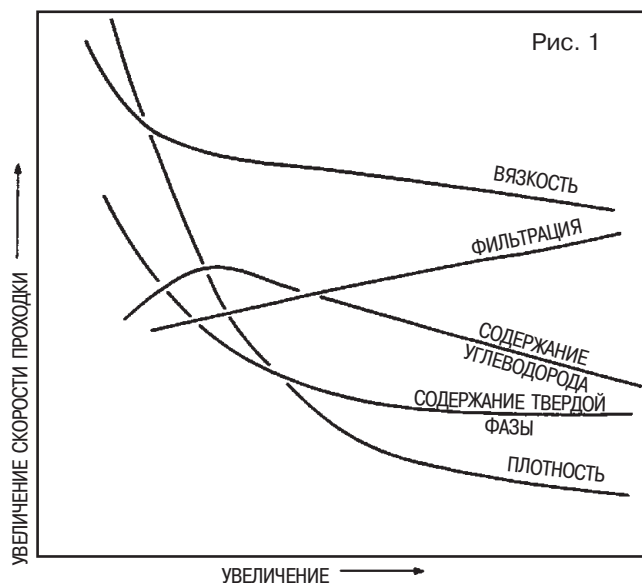
Под «пластом» понимаются породы, которые бурятся. В общем плане породы могут быть разделены на пески, глины и карбонаты. Пески и карбонаты можно далее разделить на три или четыре подгруппы, а глины можно разделить на множество подгрупп.

«Долота для роторного бурения» можно классифицировать по типу и конструкции зубьев, а также типу и конструкции опор. Механические факторы включают нагрузку на долото и частоту вращения. Гидравлические факторы относятся к передаче энергии от бурового насоса на долото.

Под «свойствами раствора», конечно, понимаются к характеристике бурового раствора, которые относятся к скорости проходки. К числу таких чаще всего измеряемых свойств бурового раствора относятся следующие (Рис. 1²):

1. Плотность,
2. Вязкость,
3. Фильтрация,
4. Содержание твердой фазы,
5. Смазывающая способность.

Единственным свойством бурового раствора из вышеприведенного перечня, которое определено четко и недвусмысленно, является плотность. Вязкость включает измеренные значения пластической



вязкости, предельного напряжения сдвига и секунд/кварту; для серьезного анализа измеренных значений требуется учитывать параметр скорости сдвига. Скорость фильтрации обычно измеряется в статических условиях при различных температурах и давлениях и менее часто в динамических условиях. Считается, что объем фильтрата и мгновенная фильтрация связаны со скоростью проходки, и предполагается, что некоторое влияние оказывает поверхностное натяжение (или смачивающая способность) фильтрата. Измерение содержания твердой фазы непосредственно связано с объемом, но не учитывает различных размеров частиц твердой фазы, а на скорость проходки влияет на размер твердых частиц в буровом растворе. Смазывающая способность становится регулярно измеряемым свойством бурового раствора, тогда как налипание породы на долото и процент углеводорода в буровом растворе на водной основе являются факторами, связанными со смазывающей способностью, которые влияют на скорость проходки.

Факторы, которые влияют на скорость проходки, недавно были более точно описаны следующей формулой:³

$$R = \frac{KN^\lambda(W - W_0)(R_0 - \alpha\Delta P)}{R_0 \cdot D \cdot S^2(1 + CH)} \left(\frac{Q\rho}{d\mu} \right)^a$$

Где:

- R = скорость проходки
- K = постоянная бурения
- W = нагрузка на долото
- W₀ = предельная нагрузка на долото
- N = частота вращения
- D = диаметр долота
- S = прочность породы
- λ = показатель экспоненты (эмпирическое значение, составляющее около 0,5)⁴
- C = константа
- H = приведенный износ зубьев (0 для нового долота; 1 для полностью сработанного долота)
- Q = расход бурового раствора
- ρ = плотность бурового раствора
- d = диаметр сопла
- μ = вязкость бурового раствора в сопле долота
- a = константа (эмпирическое среднее значение: 0,271)⁵
- α = константа
- ΔP = разница между давлением бурового раствора и пластовым давлением
- R₀ = скорость проходки при ΔP = 0.

Особое внимание следует обратить на то, что коэффициент прочности породы S возведен во вторую степень. Поэтому небольшие изменения прочности породы могут вызывать значительные изменения скорости проходки, а причину изменения можно не сразу заметить на поверхности. Обратите также внимание на то, что показатель экспоненты, применяемый к коэффициенту свойств бурового раствора

$\left(\frac{Q\rho}{d\mu} \right)^a$, значительно меньше единицы. В результате скорость проходки может в большей степени сни-

жаться под действием других факторов, чем при экстремальных изменениях свойств бурового раствора.

I — ПЛОТНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА

Перепад давления

Плотность бурового раствора больше влияет на скорость проходки, чем любое другое свойство бурового раствора. Если более точно, то на скорость проходки в основном влияет разница между гидростатическим давлением бурового раствора и давлением на поровые флюиды пласта. Соотношение между скоростью проходки и этим перепадом давления тщательно изучалось как в лабораторных^{6,7}, так и в промысловых условиях^{8,9}. Вкратце можно сказать, что скорость проходки возрастает по мере уменьшения превышения давления столба бурового раствора над поровым давлением и продолжает расти по мере того, как поровое давление становится выше давления столба бурового раствора.

Данные лабораторных исследований соотношения между скоростью проходки и величиной репрессии показаны на Рис. 2. 8. Обратите внимание, что скорость проходки в испытуемых песчаниках и известняках медленно понизилась примерно на 65-80%, когда превышение давления столба бурового раствора P_m над пластовым давлением P_f выросло с нуля до примерно 1200 psi.

Результаты проведенного в южной Луизиане промышленного исследования с целью определения влияния перепада давления на скорость проходки в глинах приведены на Рис. 3 и 4⁸. Глинистые интервалы были выбраны для исследования из диаграмм электрического каротажа. Данные о бурении были сохранены только для тех глинистых интервалов, сопротивление которых использовалось для расчета порового давления пласта. Изученные глинистые ин-

тервалы имели толщину, достаточную для точного определения давления и скорости проходки.

Из анализа данных Рис. 3 и 4 очевидно, что на скорость проходки в глинах большое влияние оказывают изменения перепада давления. Скорость проходки в скважине, указанной на Рис. 3, уменьшилась примерно на 70%, тогда как разница между пластовым давлением и давлением столба бурового раствора выросла с 0 до 1000 psi. Было определено, что, когда пластовое давление стало больше давления столба бурового раствора, скорость проходки продол-

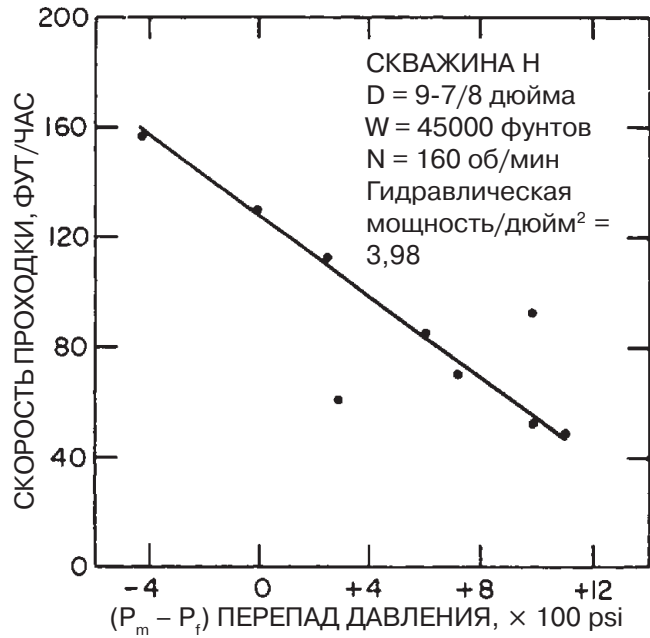


Рис. 3 — Влияние перепада давления на скорость проходки.

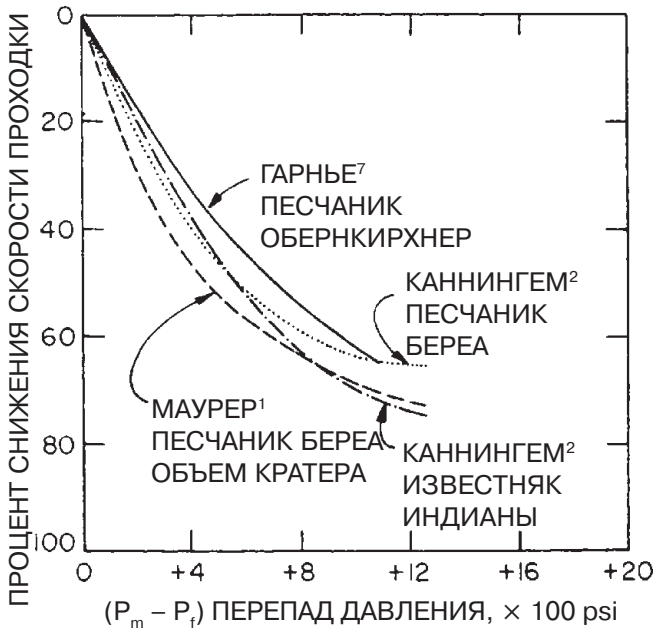


Рис. 2 — Лабораторные данные. Процент снижения скорости проходки по мере повышения перепада давления.

жала увеличиваться. Иногда это увеличение даже ускорялось, как показано на Рис. 4.

Скорость проходки и стабильность скважины при бурении с депрессией

Метод сознательного бурения с депрессией в газоносных слоях низкой проницаемости был отработан для обеспечения его применения в избранных районах бурения. Обычно он используется в районах Делавэрского бассейна западного Техаса, где опыт показал, объем добываемого газа не создает особых проблем. В процессе разработки данного бассейна пласты с аномальным давлением время от времени опробовались испытателем пласта, спускаемым на бурильных трубах. Давления, рассчитанные по диаграммам акустического каротажа, коррелировались с полученными таким образом давлениями, и были признаны достаточно точными.

Помимо увеличения скорости проходки бурение с депрессией может также вызывать нестабильность ствола скважины. Газ, содержащийся в поровых пространствах породы, стремится расширяться после проходки долотом, если находящийся в скважине столб бурового раствора является слишком легким, чтобы удерживать газ в сжатом состоянии. Расширение породы может буквально выбрасывать куски породы в скважину.

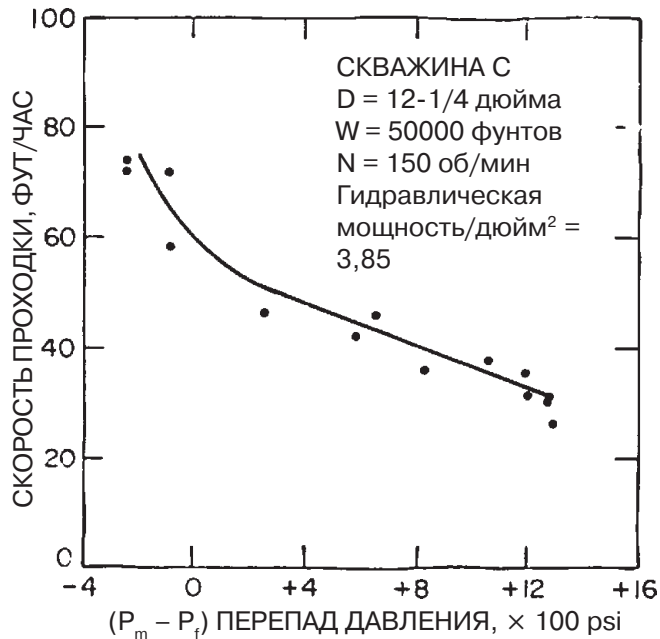


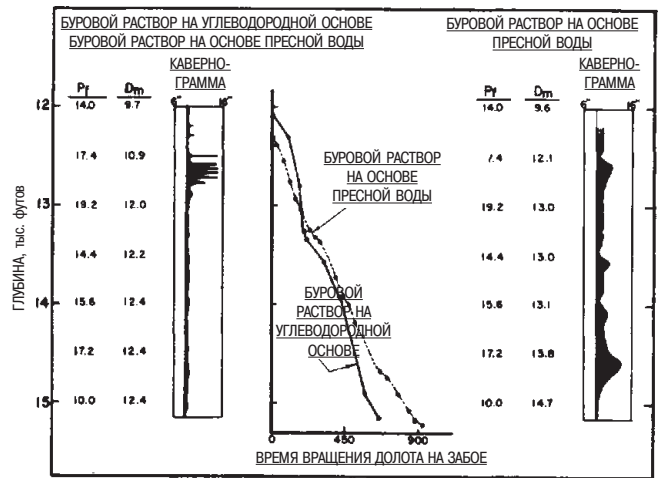
Рис. 4 — Влияние перепада давления на скорость проходки.

Совместное влияние повышенной скорости проходки и нестабильности ствола скважины проиллюстрировано на Рис. 5°. Две скважины, показанные на Рис. 5, забуривались из-под одного и того же башмака обсадной колонны на глубине примерно 12000 футов. Сначала была пробурена скважина с промывкой буровым раствором на основе пресной воды; затем в скважине был зарезан боковой ствол, и была пробурена новая скважина с промывкой буровым раствором INVERMULт регулируемой солености. Обратите внимание, что показанный интервал при его проходке с использованием INVERMUL бурился с большей депрессией и со значительно меньшим временем вращения долота на забое, чем при бурении с промывкой буровым раствором на основе пресной воды. Сравнение стабильности скважины для буровых растворов двух различных типов показано на кавернограммах скважины.

В этом районе бурение с депрессией проводится умышленно с целью повышения скорости проходки. Нестабильность скважины, которая может возникать из-за бурения с депрессией, иногда можно подавлять путем регулирования химического состава бурового раствора, но не следует считать, что один только химический состав бурового раствора может всегда обеспечивать достаточную стабильность скважины при депрессии. Потенциальные выгоды от бурения с депрессией могут быть заметными, но решение о возможности применения данного метода бурения в конкретном районе бурения необходимо принимать путем проб и ошибок.

Скорость проходки с очисткой забоя воздухом и промывкой пенообразным материалом

При бурении с очисткой забоя воздухом или промывкой пенообразным материалом бурение практически всегда проводится с депрессией. Так, на глубине 20000 футов колонна пресной воды должна оказывать давление 8660 psi. Из Рис. 6 видно, что на той



D_m — плотность используемого бурового раствора, фунт/галлон
 P_r — пластовое давление (из диаграммы акустического каротажа) в фунтах/галлон, требуемое для ограничения

Рис. 5 — Влияние бурового раствора на скорость проходки и стабильность скважины при бурении газоносных слоев низкой проницаемости, Делаверский бассейн, западный Техас.

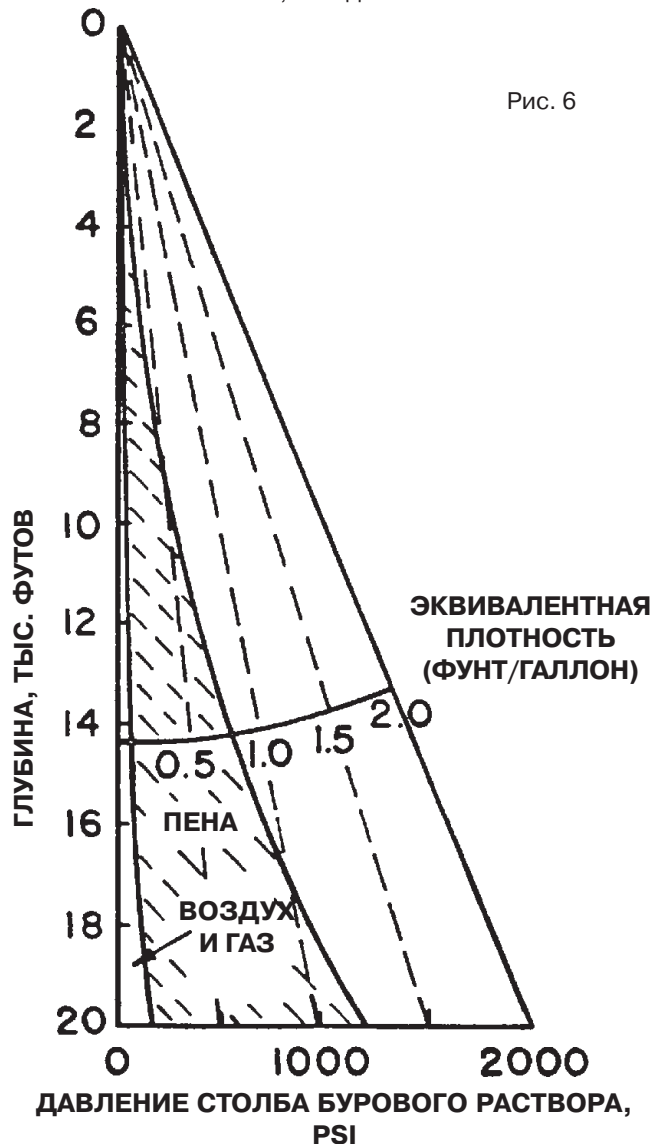


Рис. 6

же глубине воздух оказывает давление только 180 psi, а пена от 180 до примерно 1250 psi. С учетом высокой концентрации шлама в колонне пенообразного материала оказываемое давление может быть еще более высоким. Тем не менее, поскольку в большинстве районов нормальные давления можно рассчитывать на основе столба соленой воды (хотя и переменной плотности, и не обязательно простирающегося до поверхности), отсюда следует, что давление, оказываемое на забой скважины, заполненной воздухом или пеной, будет ниже нормального. Поэтому следует ожидать, что бурение с использованием воздуха или пены приведет, с одной стороны, к увеличению скорости проходки и к тенденции нестабильности скважины, с другой стороны.

Нестабильность скважины при бурении с промывкой пенообразным материалом можно ослабить с помощью химического состава бурового раствора. Было определено, что использование KCl вместе с определенными полимерами в составе базовой суспензии и соответствующим пенообразующим средством (SURFLO™ S-36) эффективно предотвращает проблемы со стволом, вызванные наличием водочувствительных глин.

Скорость проходки при использовании воздуха и пены показана на Рис. 7 и 8¹⁰. Обратите внимание, что скорость проходки при промывке пенообразным материалом была примерно равна скорости проходки при очистке забоя воздухом (Рис. 7), и что обрушение скважины в конце концов потребовало замены пены на жидкий буровой раствор (Рис. 8).

Рис. 8

Сравнение бурения с промывкой пенообразным материалом и бурения с промывкой буровым раствором

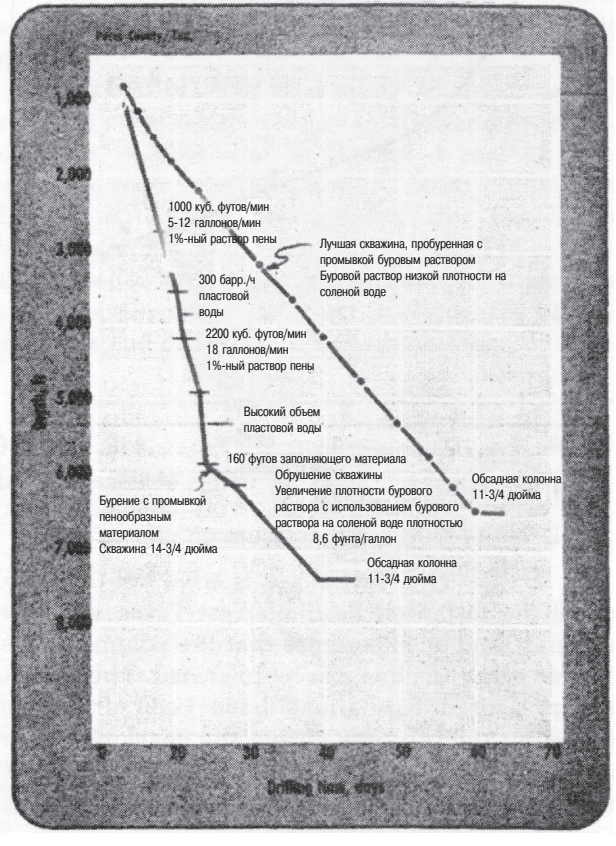
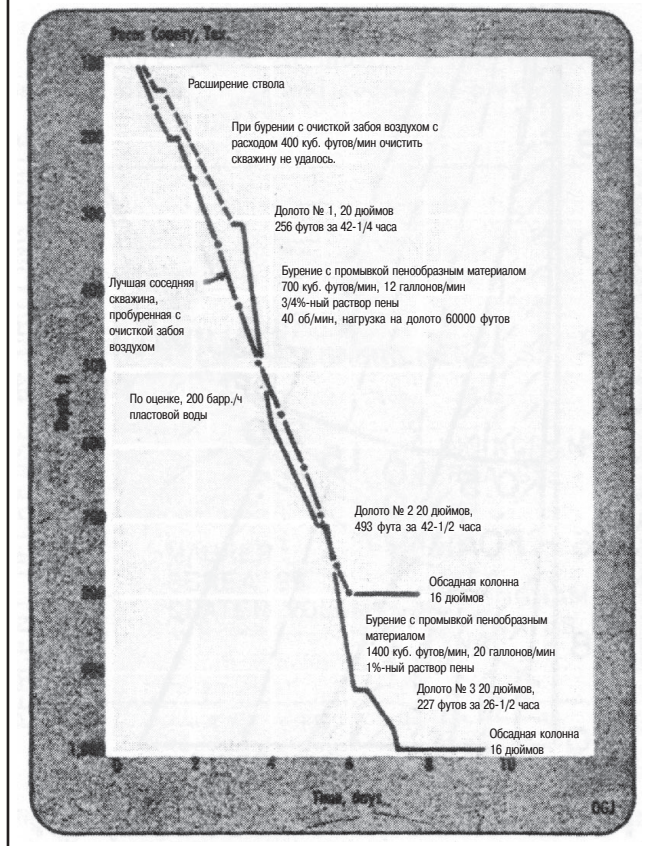


Рис. 7

Сравнение бурения с очисткой забоя воздухом и бурения с промывкой пенообразным материалом



Определение момента перехода на жидкость имеет очень важное значение для предотвращения серьезных осложнений со стволом при бурении с использованием воздуха или пены.

II — ВЯЗКОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА

Разжижение при сдвиге

Вязкость буровых растворов связана с содержанием твердой фазы, распределением размеров частиц твердой фазы, притяжением или отталкиванием между твердыми частицами и вязкостью жидкости-основания. Характеристики фильтрации бурового раствора также зависят от распределения размеров частиц. Проникновение зубьев долота в породу чаще описывается показателями фильтрации и содержания твердой фазы, чем показателями вязкости. Однако наблюдаются корреляции между скоростью проходки и вязкостью бурового раствора, которые описываются ниже.

Роль, которую вязкость может играть в процессе образования бурового шлама долотом, обычно проявляется в быстром вымывании вновь образованного шлама во избежание напрасной траты энергии на перемалывание¹¹. Обоснованно можно предположить, что эффективность вымывания будет выше при турбулентном потоке жидкого раствора, чем при ламинарном потоке густого раствора. Кроме того, может происходить разрушение более мягких пород

потоком бурового раствора, подаваемым из сопел долота. Логично предположить, что эффективность разрушения будет меняться в прямой зависимости от скорости потока бурового раствора, и что наибольшая скорость при данной исходной мощности будет обеспечиваться с использованием бурового раствора наименьшей плотности.

Оптимальные значения вязкости бурового раствора в различных частях циркуляционной системы показаны на Рис. 9⁴⁵. Наименьшая достижимая вязкость желательна для нагнетания через сопло долота, а более высокая вязкость требуется для суспендирования барита, когда буровой раствор протекает через амбары.

* Относительно скорости сдвига, c^{-1} :

Скорость бурового раствора, протекающего через буровую трубу или затрубное пространство, минимальна в пристенных зонах канала и максимальна между ними, т. е.:

(a) $\frac{\text{Скорость 1} - \text{Скорость 2}}{\text{Радиус 1} - \text{Радиус 2}} = \text{скорость сдвига, и}$

(b) $\frac{dv, \text{фут}/c}{dr, \text{фут}} = \frac{dv}{dr}, \frac{1}{c} = \frac{dv}{dr}, c^{-1}$

(c) Скорость сдвига = темп изменения скорости относительно радиуса в обратных секундах.

Снижение вязкости в зависимости от скорости сдвига называется разжижением при сдвиге и связано с влиянием вязкости на скорость проходки. Из Рис. 10² следует, что в конкретную систему бурового раствора можно вносить корректировки для повышения разжижения при сдвиге. Предполагается, что системы бурового раствора с низкой вязкостью у сопел долота будут демонстрировать более высокую скорость проходки, чем глиноводяная суспензия или лигносульфонатный (диспергированный) буровой раствор.

Вязкость и очистка скважины

Очистка скважины может влиять на скорость проходки тем, что высокая концентрация шлама в затрубном пространстве может вызывать налипание

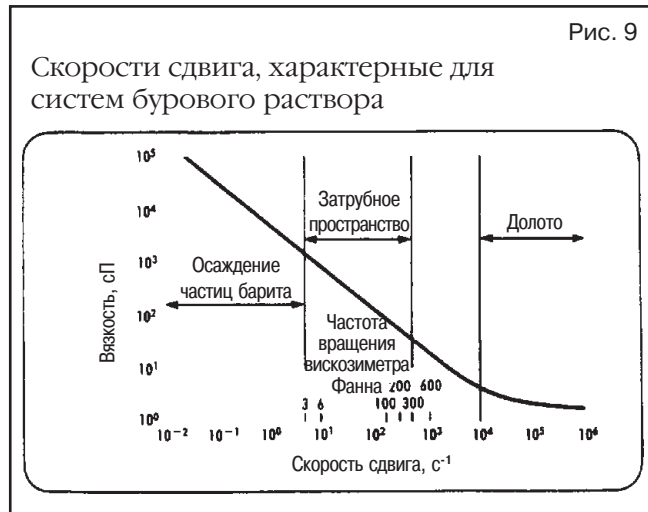


Рис. 9

породы на УБТ и даже на долото. На частицу шлама действует положительная вертикальная сила ввиду скорости, вязкости и плотности бурового раствора, а также отрицательная вертикальная сила гравитационного характера. Наиболее важными параметрами при очистке скважины являются скорость в затрубном пространстве и гидравлические свойства бурового раствора. Плотность бурового раствора, размеры частиц шлама, размер затрубного пространства и частота вращения также влияют на очистку скважины, но в меньшей степени.



Рис. 10 — Разжижение при сдвиге различных буровых растворов.

Скорость, с которой частица падает сквозь буровой раствор в затрубном пространстве, называется *скоростью проскальзывания*. Чтобы выбуренная частица достигла поверхности, скорость проскальзывания должна быть меньше скорости в затрубном пространстве. Концентрация шлама во флюиде затрубного пространства зависит от скорости проскальзывания.

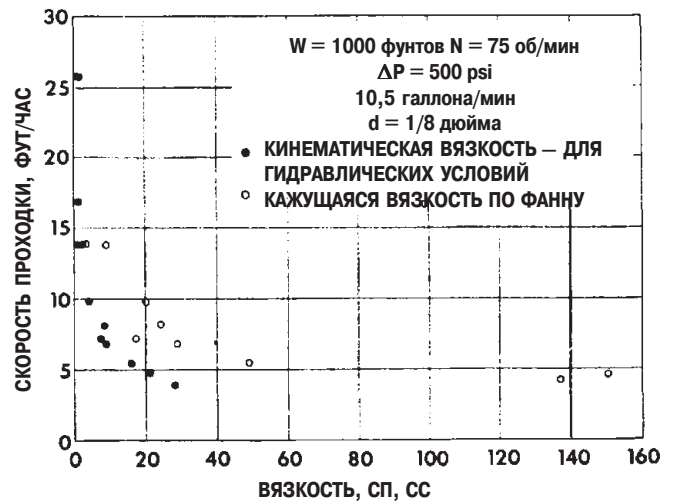


Рис. 11 — Зависимость скорости проходки от кинематической вязкости и кажущейся вязкости по Фанну.

вания и скорости проходки. Скорость проскальзывания можно оценить по следующим уравнениям:

$$V_s \text{ для ламинарного потока} = \frac{53,5(W_c - W)D^2V}{6,65YP(dh - dp) + PV}, \text{ и}$$

$$V_s \text{ для турбулентного потока} = \frac{D(W_c - W)}{W}$$

Где:

- V_s = скорость проскальзывания, фут/с
- W_c = плотность шлама, фунт/галлон
- W = плотность бурового раствора, фунт/галлон
- V = средняя скорость флюида в затрубном пространстве, фут/с
- D = средний диаметр частиц шлама, дюймы
- YP = предельное напряжение сдвига, фунт/100 кв. футов
- dh = диаметр скважины (диаметр долота), дюймы
- dp = наружный диаметр трубы, дюймы
- PV = пластическая вязкость, сП

Обратите внимание, что в уравнении для ламинарного потока на скорость проскальзывания (V_s) большое влияние оказывают диаметр частиц (D) и предельное напряжение сдвига (YP).

Наиболее важным компонентом вязкости, влияющим на скорость проскальзывания шлама вместе с буровым раствором в ламинарном потоке, является предельное напряжение сдвига.

Многие скважины полностью или частично бурят с промывкой забоя водой, имеющей нулевое предельное напряжение сдвига. Частицы шлама различных форм и размеров, содержащиеся в восходящем потоке воды, сталкиваются и тем самым мешают беспрепятственному осаждению отдельных частиц. Было показано, что скорость в затрубном пространстве 120 футов/мин обеспечивает достаточную очистку скважины водой в турбулентном потоке¹³. Замечено, что увеличение предельного напряжения сдвига часто повышает способность очищать скважину для конкретного бурового раствора. Это повышение, возможно, вызывается изменением режима потока в затрубном пространстве с турбулентного на ламинарный. Считается, что это изменение может улучшать перенос шлама, поскольку шлам стремится выбрасываться в более скоростную часть ламинарного потока посредством вращения бурильной трубы.

Скважина диаметром выше номинального может стать серьезным источником ошибок в расчетах очистки скважины. Например, скорость нагнетания, которая обеспечивает скорость в затрубном пространстве около 120 футов/мин в скважине диаметром 10 дюймов, содержащей бурильную трубу диаметром 5 дюймов, обеспечит скорость в затрубном пространстве при использовании бурильной трубы 5 дюймов только 60 футов/мин, если увеличить диаметр скважины до 13-1/4 дюйма. Очистка скважины редко создает проблему в скважине диаметром весьма близким к номинальному. Дополнительные сведения о влиянии реологии на очистку скважины приводятся на Рис. 12¹⁴. Отношение переноса шлама, показанное по вертикальной оси, представляет собой

отношение скорости бурового раствора в затрубном пространстве к восходящей скорости шлама в процентах.

Очистка скважины асбестом

Поведение молотого асбеста при использовании для очистки скважины описывается в Таблице I. Скорость, с которой твердое тело падает через данную суспензию, служит прямым показателем скорости проскальзывания. Обратите внимание, что нулевая скорость проскальзывания получается вместе с асбестом при низкой «вязкости», тогда как сравнительно более высокие скорости проскальзывания получаются при использовании глин более высокой вязкости.

Это явно аномальное поведение, связанное с помехами между частицами, используется для повышения эффективности очистки скважины. Проблемы с очисткой скважины при бурении с промывкой чистой водой обычно можно устранить, добавив асбест в концентрации 2-4 фунта/баррель к водной смеси при небольшом, если оно вообще имеется, снижении скорости проходки. Во многих случаях скважину можно поддерживать достаточно чистой, время от времени закачивая порции (10-30 барр.) бурового раствора с высокой концентрации асбеста. При этом затрубное пространство очищается от шлама, частицы которого являются слишком крупными, чтобы их можно было вынести на поверхность одним только буровым раствором.

Вязкость и гидравлические свойства бурового раствора

Гидравлические свойства бурового раствора влияют на скорость проходки, поскольку буровой рас-

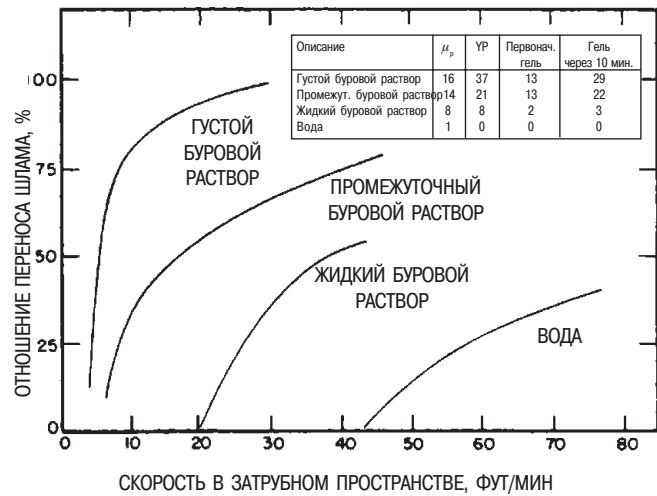


Рис. 12 — Удаление шлама на высоких скоростях в затрубном пространстве (шлам с частицами среднего размера, отсутствие вращения, затрубное пространство 12×3-1/2 дюйма, буровый раствор 12 фунтов/галлон).

твор является одной из сред, через которую происходит передача энергии с поверхности на долото. Другой средой являются механические средства подачи нагрузки на долото и его вращения. Эффективная передача энергии от буровых насосов на долото является задачей оптимизации гидравлического режима. Вязкость бурового раствора в его различных

Таблица I

Перенос шлама асбестом

	Гели	PV/YP	Время падения*, с
FLOSAL®, 8 фунтов/барр. (асбест)	16/13	12/13	Суспендированный
Бентонит, 20 фунтов/барр.	12/25	8/12	1
Аттапульгит, 20 фунтов/барр.	36/47	8/57	15

* Металлический шарик плотн. 7,2 на расстояние 25 см Drig. Spec., 1964

компонентах является основным параметром в любом уравнении оптимизации бурения.

Гидравлические свойства бурового раствора являются особой областью исследования и выходят за рамки настоящего обсуждения. Оно ограничено описанием того, как на скорость проходки может влиять вязкость бурового раствора через гидравлические свойства.

Гидравлический режим циркуляционной системы можно описать следующим образом:

$$\text{ДАВЛЕНИЕ (избыточное в вертикальной трубе)} = P_{dp} + P_{dc} + P_b + P_{dca} + P_{sc}$$

Где:

- P_{dp} = падение давления в буровой трубе,
- P_{dc} = падение давления в УБТ,
- P_b = падение давления на долоте,
- P_{dca} = падение давления в затрубном пространстве УБТ,
- P_{dra} = падение давления в затрубном пространстве буровой трубы,
- P_{sc} = падение давления в поверхностной системе.

Нижеприведенные уравнения иллюстрируют порядок определения различных падений давления:

$$P_{dp}, \text{ psi (турбулентный поток)} = \frac{fLWV^2}{25,8d}, \text{ и}$$

$$P_{dra}, \text{ psi (ламинарный поток)} = \frac{PVLV}{1000(dh - dp)^2} + \frac{YPL}{200(dh - dp)}$$

Где:

- f = коэффициент трения, безразмерный,
- L = длина трубы (или затрубного пространства), футы,
- W = плотность раствора, фунт/галлон,
- V = средняя скорость раствора, фут/с,
- d = внутренний диаметр трубы, дюймы,
- $dh - dp$ = диаметр скважины минус диаметр трубы, дюймы,
- PV = пластическая вязкость, сП,
- YP = предельное напряжение сдвига, фунт/100 кв. футов.

Лучшая скорость проходки достигается при сведении к минимуму падения давления в трубах и затрубных пространствах, с тем чтобы передавать на долото максимальную энергию. Вязкость бурового раствора и размеры долота-сопел являются основными параметрами в обеспечении максимальной пе-

редачи энергии на долото. Из вышеприведенных уравнений очевидно, что падения давления в трубах и затрубных пространствах меняются в непосредственной зависимости от пластической вязкости и предельного напряжения сдвига бурового раствора. В большинстве районов активного бурения имеются легко доступные компьютерные программы и услуги по выбору размеров сопел для конкретной буровой операции.

Поэтому идеальный буровой раствор должен вести себя как вода в буровой колонне и как глина снаружи. Раствор такого типа графически показан на Рис. 9. Он называется буровым раствором, разжижающимся при сдвиге, и означает раствор, вязкость которого меняется обратно пропорционально степени его сдвига. Большинство буровых растворов в некоторой степени разжижается при сдвиге. Наибольших усовершенствований разжижения при сдвиге буровых растворов можно достичь следующими способами:

1. Сведение к минимуму содержания твердой фазы при конкретной плотности бурового раствора в основном посредством механического оборудования для удаления нежелательной пластовой твердой фазы.
2. Сведение к минимуму концентрации сверхтонкой твердой фазы посредством ингибирующих солей и полимеров.
3. Предпочтительное применение загустителей высокой распускаемости, например, полимеров вместо глин (см. Рис. 8).

В целом можно утверждать, что скорость проходки в зависимости от вязкости является максимальной, если поддерживать на минимально достижимом на практике уровне компоненты вязкости бурового раствора.

III — ФИЛЬТРАЦИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Давление, позволяющее удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии

В районах, где осуществимо бурение с промывочной водой, на протяжении десятилетий отмечалось, что скорость проходки заметно снижается при загрязнении промывочной воды. Флокулянты бурового раствора (BARAFLOC®) в основном стали внедряться с целью очистки грязной воды. Был сделан вывод о том, что снижение скорости проходки в значительной степени вызывается фильтрацией. После глинизации по завершении бурения с промывочной водой скорость проходки обычно резко снижалась. В ходе дальнейшего изучения был субъективно

описан механизм, посредством которого фильтрация замедляет бурение, и его стали называть эффектом удерживания частиц шлама во взвешенном состоянии. В количественном плане снижение скорости проходки было связано с давлением, позволяющим удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии (CHDP)^{15,16}.

При подъеме частицы шлама после того, как долото проделает вокруг нее трещину, под частицей создается разрежение, в случае если не поступит достаточное количество жидкости для заполнения открывающейся трещины. Жидкость для заполнения трещины может поступить из следующих источников, причем как по отдельности, так и вместе:

1. Затекание в трещину бурового раствора. Можно ожидать, что этот источник будет встречать значительное сопротивление, так как первоначальная ширина трещины равна нулю.
2. Протекание фильтрата через поры частицы шлама. Легкость заполнения трещины из этого источника будет зависеть от проницаемости породы, разницы между давлением столба бурового раствора и поровым давлением, а также коркообразующих (закупоривающих) свойств бурового раствора.
3. Протекание поровой жидкости через поры породы. Скорее всего это будет наиболее вероятным источником жидкости для заполнения трещины при бурении довольно проницаемой породы эффективно коркообразующим (закупоривающим) буровым раствором.

Из предыдущего текста очевидно, что степень, в которой на скорость проходки влияет фильтрация бурового раствора, зависит от:

- (а) проницаемости пород и
- (б) разницы между давлением бурового раствора и поровым давлением.

Под непроницаемым шламом будет иметь место репрессия (давление колонны бурового раствора выше порового давления) с полным разрежением, а под относительно проницаемым шламом — частичное разрежение. При депрессии любой степени первоначальная трещина вокруг частицы шлама должна заполняться мгновенно в проницаемой породе и менее быстро в относительно непроницаемой породе. Следует ожидать, что скорость проходки будет меняться в непосредственной зависимости от скорости заполнения трещины жидкостью.

Влияние скорости фильтрации на скорость проходки

Измерения для определения скорости, с которой фильтрат из бурового раствора может затекать в пласт, производятся следующими способами:

1. Статические испытания:
 - (а) Исследования фильтрационных свойств при низкой температуре по API,
 - (б) Исследования фильтрационных свойств при высокой температуре по API.
2. Динамические испытания:
 - (а) С использованием специальной лабораторной фильтрационной установки,
 - (б) С использованием лабораторных буровых станков.

В ходе обоих видов статических испытаний измеряется скорость фильтрации через фильтровальную

бумагу. Созданы различные устройства для измерения динамической фильтрации в лаборатории. В качестве фильтрующей среды используются фильтровальная бумага и проницаемые породы. Испытания такого рода не проводятся в регулярном порядке. На лабораторных буровых станках измеряется фильтрация через буримые породы^{17,18,19}.

Предполагается, что испытания для исследования фильтрационных свойств, которые наиболее достоверно воспроизводят забойные условия, будут источником самой надежной информации о корреляции между скоростью фильтрации и скоростью проходки. При измерении фильтрации на лабораторном буровом станке условия в стволе скважины моделируются гораздо точнее, чем посредством других описанных методов. Фильтрация осуществляется через породы в процессе бурения в условиях температуры и давления, существующих на некоторой глубине. Также предполагается, что испытание при низкой температуре по API (оценка фильтрации в течение 30 минут) позволит получить наименее применимые данные измерений, так как фильтрация производится через бумагу при комнатной температуре, когда буровой раствор не работает.

Соотношение между фильтрацией по API и скоростью проходки

Корреляция между фильтрацией и скоростью проходки является неточной, что показано на Рис. 13¹. Эти данные были получены в начале 1950-х гг., и в то время подозревалось, что поскольку вязкость меняется обратно пропорционально скорости фильтрации, предшествующий фактор также влияет на скорость проходки.

Соотношение между фильтрацией и скоростью проходки в глине было определено в конце 1950-х гг., и результаты показаны на Рис. 14²⁰. Керны глины, использовавшиеся в ходе этого пробного бурения, были получены из скважин на побережье Мексиканского залива с глубин от 7900 до 8400 футов (Виксберг, Миоцен и Уилкоккс). Обратите внимание, что скорость проходки в этих глинистых породах понизилась примерно на 20 процентов по мере того, как фильтрация по API бурового раствора уменьшилась примерно с 15 до менее чем 5. Причины изменения скорости проходки в почти непроницаемой породе одновременно с изменением скорости фильтрации по API не определены. Предположение в отношении того, что при повышенной фильтрации могло произойти значительное проникновение воды в трещи-



Рис. 13 — Лабораторные данные, демонстрирующие влияние скорости фильтрации на скорость проходки.

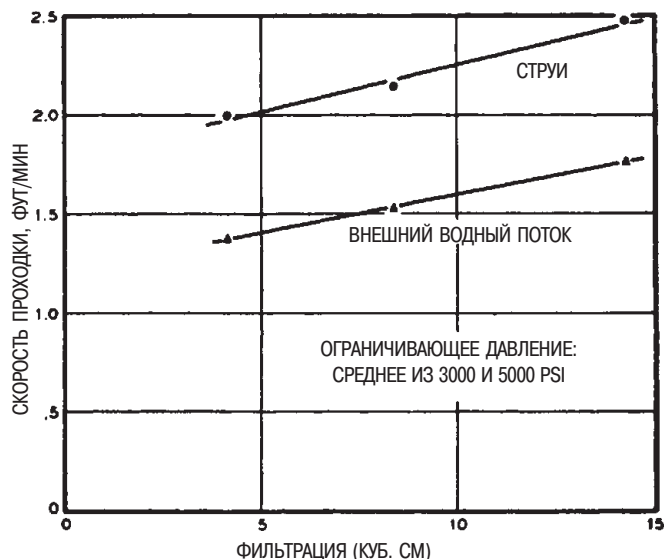


Рис. 14 — Влияние фильтрации на скорость проходки. Долото 1-1/4 дюйма
Нагрузка на долото 750 фунтов, 50 об/мин
Глины Уилкоккс
Буровой раствор на основе известняка
Каждая точка представляет собой среднее значение для 24 испытаний

ну вокруг вновь отделившейся частицы шлама (и уменьшило давление для поддержания шлама во взвешенном состоянии), трудно подтвердить или опровергнуть.

Скорость проходки в известняке и песчанике, скоррелированная с фильтрацией по API, показана на Рис. 15¹⁹. Скорость проходки определялась в лаборатории при репрессии 1000 psi. Символ K_a обозначает проницаемость пород. Для каждой из испытанных пород скорость проходки понизилась более чем на 30 процентов при уменьшении фильтрации по API с 50 мл примерно до 10 мл.

Из вышеприведенных примеров можно сделать вывод, что скорость проходки в целом можно значительно повысить, увеличив фильтрацию по API. Этого не подразумевалось. Снова следует обратить внимание на разброс точек данных на Рис. 13 в качестве свидетельства того, что при коррелировании скорости проходки с фильтрацией по API следует ожидать поведения, варьирующего в широких пределах. Тем не менее, можно утверждать, что хотя скорость проходки может не возрасти при увеличении фильтрации, она определенно не понизится.

Характеристики фильтрата и скорость проходки

Фильтратами буровых растворов, используемых в настоящее время, являются вода или жидкий углеводород. Фильтраты бурового раствора на водной основе могут быть пресными, или они могут содержать различные концентрации разных веществ в растворе. Углеводородные фильтраты обычно представляют собой дизельное топливо или сырую нефть. Однако могут использоваться более или менее тяжелые нефтепродукты, а качество сырой нефти может варьировать в широких пределах. В целом, фильтраты бурового раствора на водной основе можно характеризовать по их вязкости.

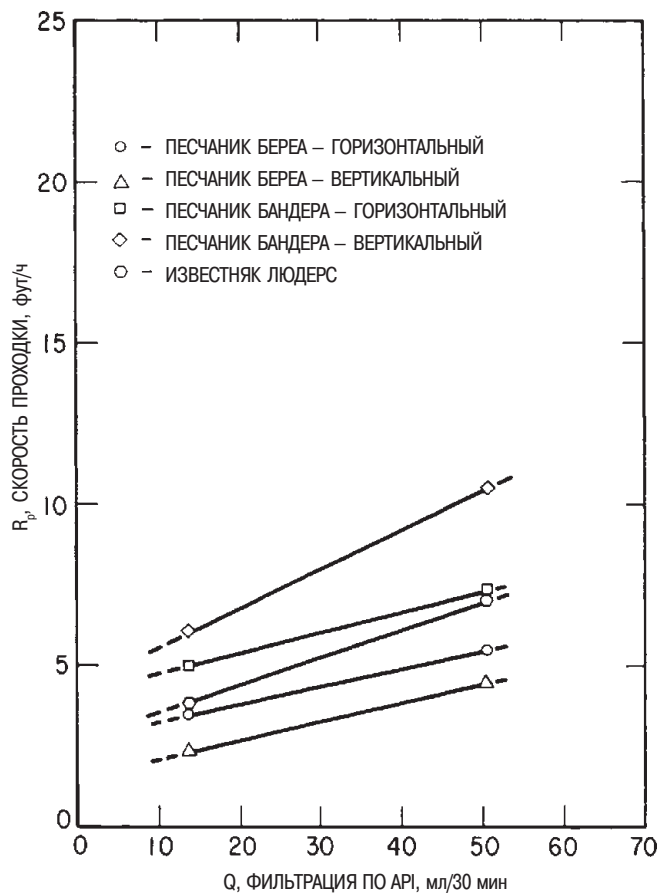


Рис. 15 — Зависимость скорости проходки от фильтрации по API; забойное давление 1000 psi изб.

Если вернуться к обсуждению взвешивания шлама, то, когда частица шлама взвешивается после того как долото проделает вокруг нее трещину, под частицей образуется разрежение, в случае невозможности подачи достаточного количества жидкости для заполнения образующейся трещины. Логично предположить, что «более жидкий фильтрат» и «лучше смачивающий фильтрат» должен быстрее заполнять трещину независимо от того, поступает ли он через поры породы или непосредственно в саму трещину.

Соотношение между скоростью проходки и вязкостью углеводорода, используемого для приготовления бурового раствора на углеводородной основе, показано на Рис. 16 и 17²¹. Проще говоря, чем более жидким является углеводород, тем выше скорость проходки. Хотя режим вынужденного разрушения поверхности породы может быть различным при использовании шарошечных долот и алмазных долот, скорость проходки долотами обоих типов одинаково реагировала на изменение вязкости углеводорода, используемого в составе бурового раствора.

Влияние на скорость проходки промывки водой с добавками детергентов показано на Рис. 18²². Механизм, посредством которого детергенты могут повышать скорости проходки при бурении с промывкой водой, вызывает некоторые споры. Улучшение проходки по сравнению с наблюдаемой при бурении с промывкой чистой водой трудно обосновать в ходе лабораторного бурения. Для объяснения влияния детергентов на повышение скорости проходки предлагалось снижение поверхностного натяжения,

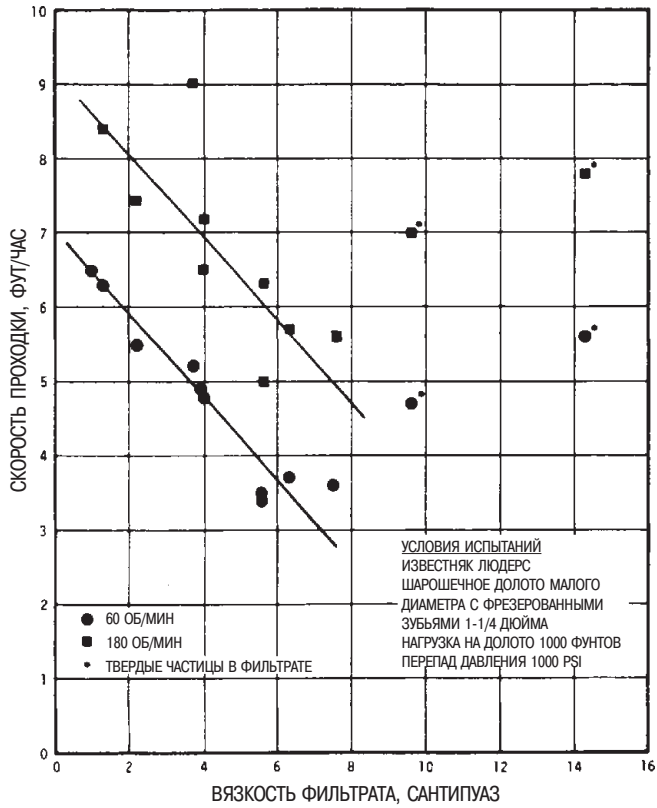


Рис. 16 — Зависимость скорости проходки шарошечным долотом с фрезерованными зубьями от вязкости фильтрата.

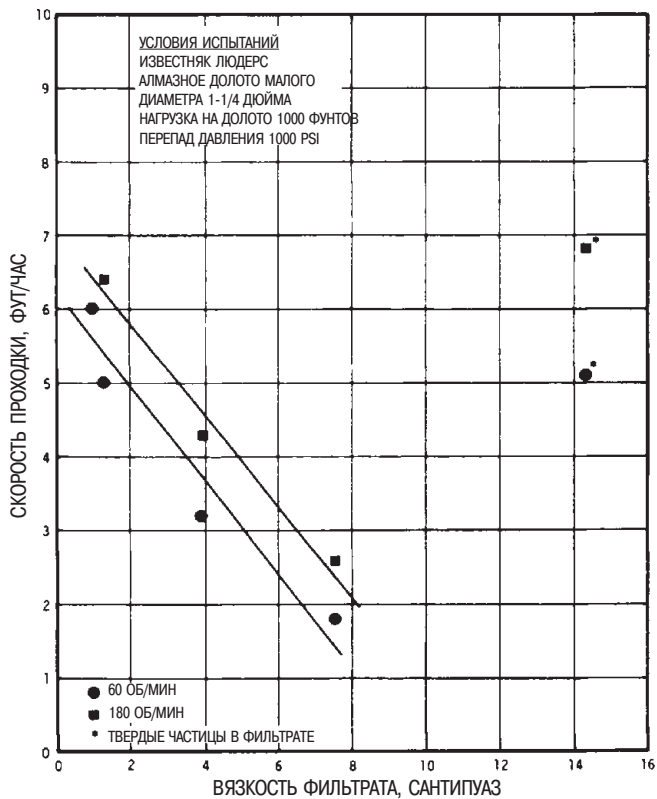


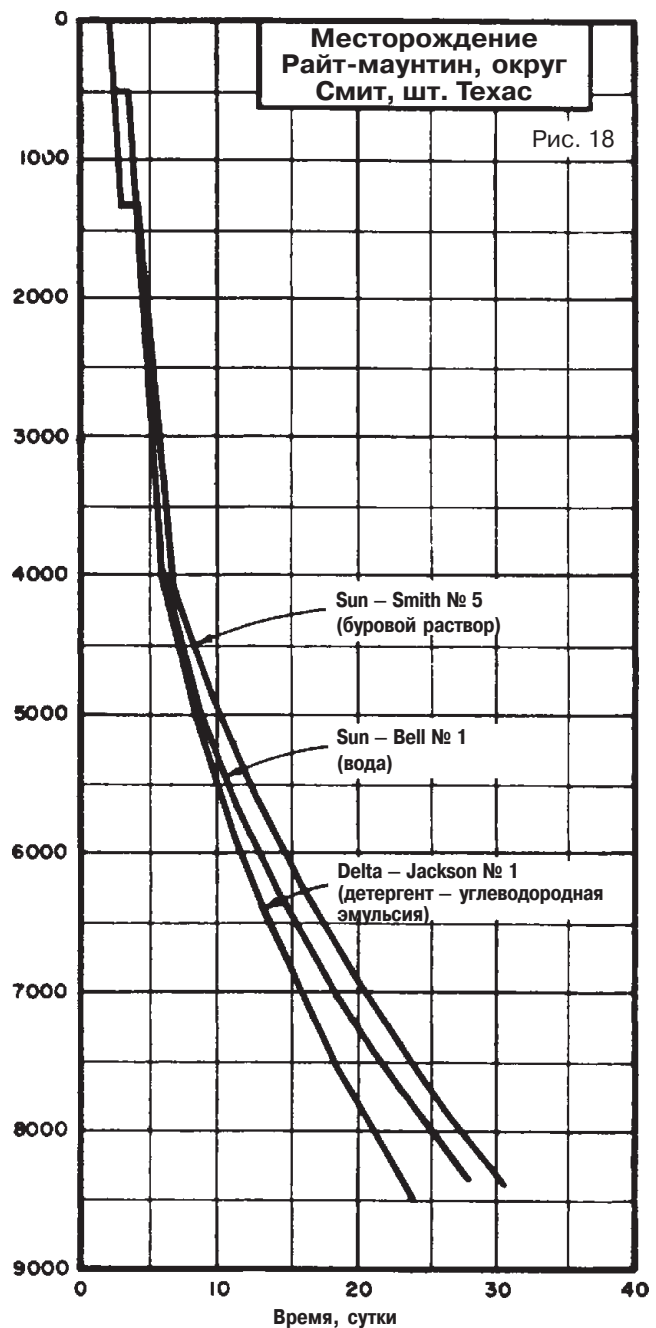
Рис. 17 — Зависимость скорости проходки алмазным долотом от вязкости фильтрата.

уменьшение налипания на долото и улучшение очистки пространства под долотом. Буровые детергенты действительно уменьшают поверхностное натяжение и улучшают смачивающие характеристики воды, и они действительно становятся частью фильтрата при введении в промывочную воду. Независимо от механизмов их влияния обработка промывочной воды детергентами для повышения скорости проходки широко применяется на нефтепромыслах.

IV — СОДЕРЖАНИЕ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Содержание твердой фазы и плотность

Из измеряемых свойств бурового раствора, которые относятся к скорости проходки, первостепенное значение имеют плотность (или перепад давления) и содержание твердой фазы. Существует значительная



взаимозависимость между содержанием твердой фазы и прочими свойствами бурового раствора, которые влияют на скорость проходки. Содержание твердой фазы в буровом растворе влияет на плотность, вязкость и фильтрацию. На вязкость и фильтрацию также влияет распределение размеров частиц твердой фазы бурового раствора.

Важность содержания твердой фазы для буровой операции в целом отражена на Рис. 19²³. На этом графике представлены статистически усредненные данные, и он содержит информацию о влиянии твердой фазы бурового раствора на характеристики бурения. Обратите особое внимание на большие преимущества, получаемые посредством небольших постепенных уменьшений содержания твердой фазы в области, где объемный процент приближается к нулю.

Соотношение между содержанием твердой фазы и скоростью проходки известно и оценивается в течение многих лет, причем не только для неутяжеленных буровых растворов, как можно предположить из Рис. 19, но и для буровых растворов, утяжеленных баритом, в которых твердая фаза является необходимой частью системы бурового раствора. Последний момент проиллюстрирован на Рис. 20²⁴, где приведена корреляция продолжительности бурения со средней относительной плотностью твердой фазы бурового раствора. Эти данные были собраны в долине Рио-Гранде в Техасе в начале 1950-х гг. При плотности 2,4 вся твердая фаза бурового раствора должна быть буровым шламом. При плотности около 4,35 вся твердая фаза должна быть баритом. При плотности твердой фазы 3,0 бурового раствора плотностью 11,5 фунта/галлон скважина глубиной 9000 футов

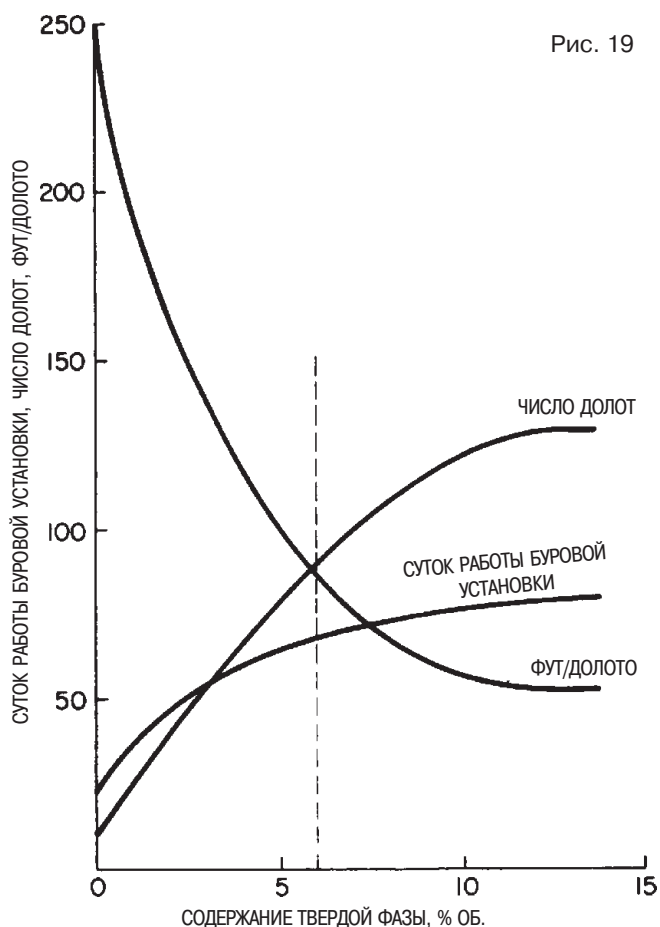


Рис. 19

была пробурена примерно за 250 часов вращения долота на забое. При использовании бурового раствора той же плотности, приготовленного из твердой фазы плотностью от 2,4 до 2,7, для бурения скважины одинаковой глубины потребовалось от 400 до 500 часов вращения долота на забое.

За последние 20 лет много усилий было затрачено на улучшение контроля содержания твердой фазы в буровом растворе. По-прежнему активно продолжается совершенствование инструментов и методов контроля содержания твердой фазы. Подходы к проблеме можно разделить на химические и механические.

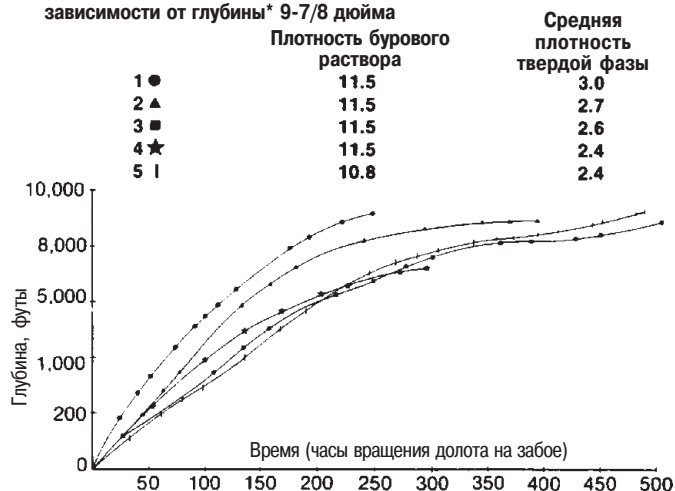
Контроль содержания твердой фазы путем регулирования химического состава бурового раствора

Удаление бурового шлама из бурового раствора включает следующие параметры:

1. Объем бурового шлама,
2. Средние размеры и форма шлама после подъема на поверхность,
3. Характеристики суспендирования бурового раствора в наземной системе,

ДИАГРАММА А
ГРАФИК: общая продолжительность бурения в зависимости от глубины* 9-7/8 дюйма

Рис. 20



4. Время циркуляции между выкидной линией и всасывающей линией.

Все четыре перечисленных фактора в определенной степени поддаются контролю; первые три контролируются путем регулирования химического состава бурового раствора. Объем выбуренной твердой фазы является минимальным, когда диаметр скважины равен номинальному (диаметру долота). Химический состав бурового раствора, применяемого при бурении скважины номинального диаметра, — вопрос непростой, и он рассматривается в отдельном разделе «НЕСТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ». Размеры шлама по поступлению на поверхность зависят от ингибирующих свойств бурового раствора (которые также связаны с нестабильностью ствола скважины). Характеристики взвешивания в значительной степени зависят от компонентов вязкости бурового раствора. Если скважина имеет номинальный диаметр, то очистка скважины и удаление твердой фазы на поверхности могут быть произ-

ведены с помощью бурового раствора минимальной вязкости.

В целом можно сказать, что скорость осаждения меняется в зависимости от изменения диаметра частиц. Поскольку удаление шлама (под действием силы тяжести или посредством механического оборудования) в значительной степени зависит от размеров частиц, основное значение для эффективного контроля содержания твердой фазы имеет обеспечение максимального размера частиц бурового шлама. Самый крупный шлам доставляется на поверхность при бурении с промывкой буровыми растворами на углеводородной основе. Различные полимеры и соли увеличивают размер шлама буровых растворов на водной основе. Диспергированные буровые растворы на основе пресной воды обеспечивают распад наибольшей части шлама и выносят на поверхность мельчайший шлам.

Контроль содержания твердой фазы при бурении с промывкой чистой водой

Обработка с целью очистки промывочной воды производится либо флокулянтами (BARAFLOC), либо эмульсиями углеводородов в чистой воде с использованием анионного эмульгатора (TRIMULSO®). Для обеспечения эффективности обоих видов обработки необходима наземная система, обеспечивающая достаточное время для осаждения.

Эффективность различных флокулянтов при очистке воды показана в Таблице II²⁵, а преимущества в отношении скорости проходки, которые могут быть достигнуты, отражены на Рис. 21²⁵.

При обработке воды флокулянтами важное значение имеет значительная площадь осаждения или частое удаление осадка. Осадок аккумулирует заметное количество воды и поэтому занимает значительный объем.

Увеличение размеров бурового шлама путем регулирования химического состава бурового раствора отражено на Рис. 22 и 23²⁶. Сохранение шлама в процессе подъема вверх по затрубному пространству в данном случае осуществлялось посредством небольшого количества углеводородов, свободно

эмульгированных неионным ПАВ-эмульгатором (TRIMULSO).

Вода без твердой фазы вероятнее всего будет возникать, если на поверхность будет поступать более крупный шлам, так как осаждение между выкидной линией и всасом осуществляется быстрее и более полно. Скорость проходки при бурении с промывкой по существу не содержащими твердой фазы эмульсиями углеводородов в воде по сравнению со скоростью проходки с промывкой буровым раствором, содержащим глины и разжижители, показана

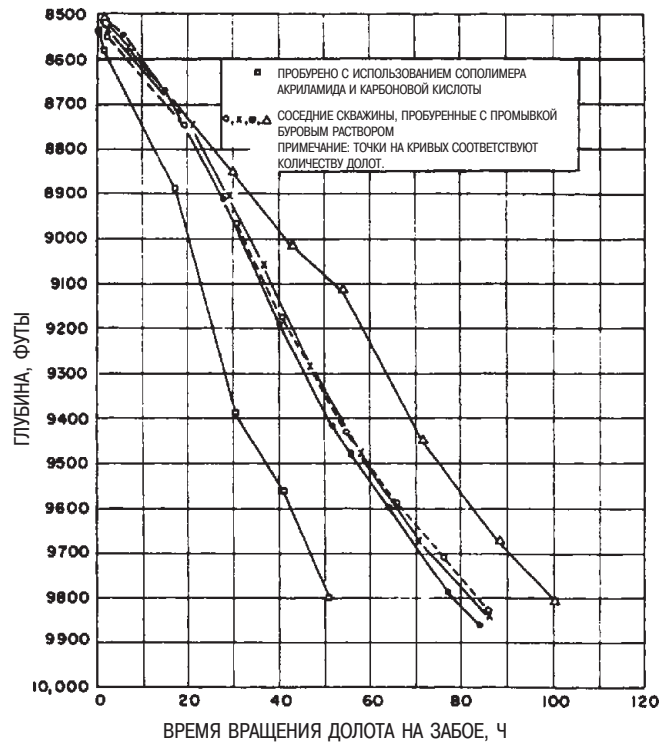


Рис. 21 — Влияние обработки сополимером акриламида и карбоновой кислоты на скорости проходки в округе Мидленд, шт. Техас.

Таблица II

Влияние флокулянтов в смоделированной циркуляционной системе

Буровой раствор	Флокулянт	Оптимальная концентрация флокулянта	Время получения чистой воды на всасе насоса, мин
Вода	Сополимер акриламида и карбоновой кислоты	0,0175 фунта/барр.	0,5
Рассол	Сополимер акриламида и карбоновой кислоты	0,0175 фунта/барр.	0,5
Вода	Этоксильированные нонилфенолы + дизельное топливо	4 галлона/барр. дизтоплива 10%	8,0
Рассол	Этоксильированные нонилфенолы + дизельное топливо	4 галлона/барр. дизтоплива 10%	6,5
Вода	Природная смола	0,35 фунта/барр.	7,5
Рассол	Природная смола	0,35 фунта/барр.	7,0
Вода	Отсутствует	Чистой воды получено не было	—
Рассол	Отсутствует	—	4800,0

на Рис. 24²⁷. Увеличение срока службы долота в значительной степени обусловлено смазывающими и ослабляющими коррозию свойствами сочетания углеводорода и анионного ПАВ-эмульгатора.

Химический контроль содержания твердой фазы в буровом растворе низкой плотности

Двумя наиболее важными химикатами для обслуживания буровых растворов с низким содержанием твердой фазы являются полимеры и соли. В целом, химикаты для обработки бурового раствора, которые повышают стабильность глин, также способствуют увеличению размеров шлама при выносе на поверхность. Обсуждение этой технологии приводится в разделе по технологиям буровых растворов руководства «*НЕСТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ*».

Назначение полимеров, чаще всего используемых в буровых растворах с низким содержанием твердой фазы, можно кратко описать следующим образом. Для обеспечения максимальных размеров шлама и поддержания низкой вязкости с целью облегчения удаления твердой фазы лучшим является DEXTRID®. Для обеспечения максимальной вязкости в затрубном пространстве и минимальной вязкости на долоте наряду с хорошим сохранением шлама лучшим является ХС-полимер. Для обеспечения наилучшего



Рис. 22 — Типовые образцы шлама, взятые на различных указанных глубинах. В качестве бурового раствора использовалась вода.

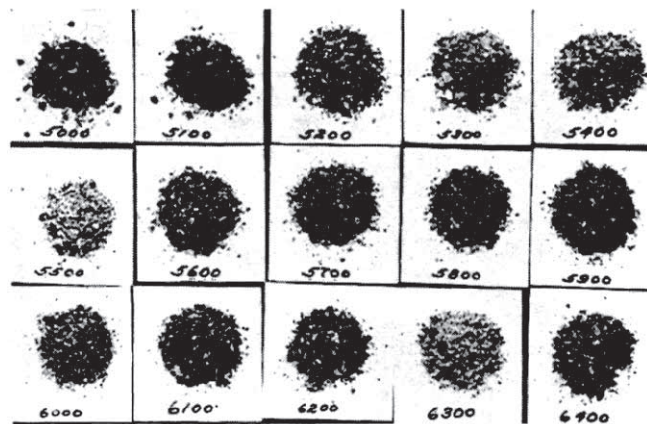


Рис. 23 — Образцы, взятые на указанных глубинах и вынесенные эмульсией с низким поверхностным натяжением углеводорода в воде, которая использовалась в качестве бурового раствора.

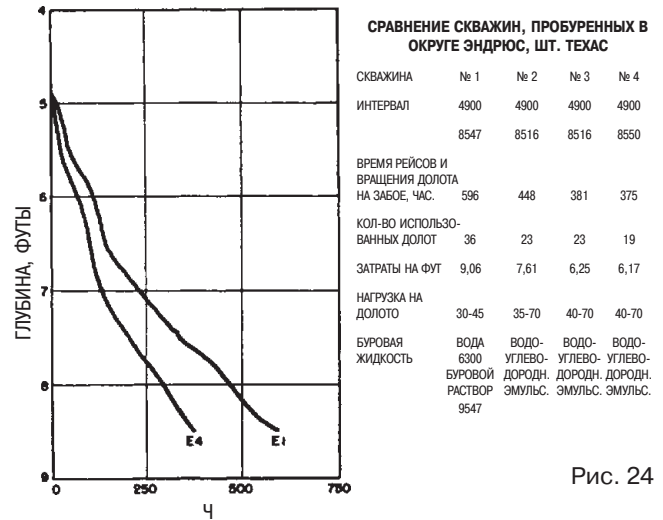


Рис. 24

контроля фильтрата наряду с хорошим сохранением шлама лучше всего подходят CELEX® и DRISPAC®.

Наиболее широко используемыми солями для содействия контролю содержания твердой фазы являются хлорид калия (KCl) и хлорид натрия (NaCl). Для обеспечения максимального размера шлама при наименьшей плотности лучшим является KCl. NaCl обеспечивает хорошее сохранение шлама наряду с некоторым увеличением плотности бурового раствора при минимуме затрат. При необходимости можно также использовать соли кальция и аммония.

Преимущество в скорости проходки, получаемое путем использования солеполимерных буровых растворов, показано на Рис. 25. При плотности 10 фунтов/галлон в буровом растворе на основе рассола и DEXTRID должно иметься близкое к нулю содержание твердой фазы. При той же плотности содержание твердой фазы в буровом растворе на основе пресной воды с добавлением бентонита (BEN-EXT) составило от 8 до 9% об. Обратите внимание, что скорость проходки с промывкой буровым раствором на основе рассола и DEXTRID оказалась на 30% выше, чем при бурении с промывкой буровым раствором на основе пресной воды почти одинаковой плотности.

Различные полимеры-флокулянты глин (BARAFLOC, X-TEND™, BEN-EX) можно использовать по отдельности или вместе для содействия контролю содержания твердой фазы и тем самым повышения скорости проходки. Система бурового раствора была построена на основе флокулянтов глин, причем полимеры произвольно разделяются на комплексные флокулянты, селективные флокулянты-модификаторы глин и селективные флокулянты, не модифицирующие глин^{23,28}. Флокулянты-модификаторы глин повышают загущающую способность бентонитовых глин, а селективные флокулянты более эффективны в отношении бурового шлама, чем в отношении глин, специально введенных в буровой раствор.

Химический контроль содержания твердой фазы в буровых растворах высокой плотности

Контроль содержания твердой фазы в высокоуглеводородных буровых растворах на водной основе в основном производится механическими средствами (тонкими виброситами и центрифугами). Имеются

утяжеленные системы бурового раствора, которые не допускают применения химических разжижителей (диспергаторов). В одной такой системе в качестве разжижителя используется в высокой концентрации полимер (BEN-EX). Результаты применения в буровом растворе на основе пресной воды показаны на Рис. 26. В качестве примеров районов, где применим этот недиспергирующий утяжеленный буровой раствор с низким содержанием твердой фазы, можно привести бассейны Анадарко, Делавэр и Уинта. Глины этих районов имеют больший геологический возраст и, как правило, обладают меньшей растворообразующей способностью по сравнению с боль-

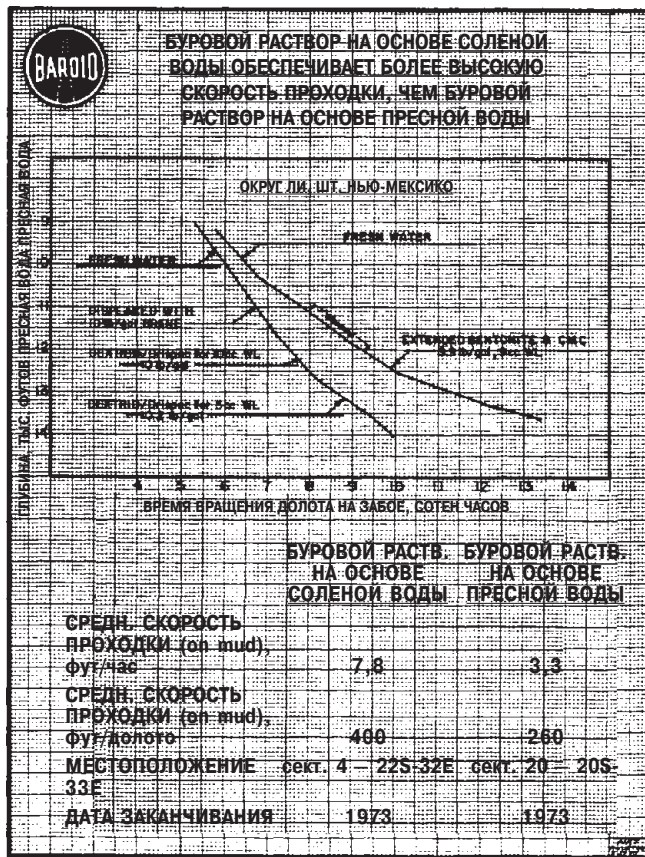


Рис. 25 — Скорости проходки при использовании солеполимерного бурового раствора.

шинством прибрежных глин. При бурении с промывкой буровым раствором такого типа мягких растворообразующих глин возникает проблема контроля гидравлических свойств.

Эффективность утяжеленных недиспергирующих буровых растворов по сравнению с утяжеленными диспергирующими буровыми растворами очевидна из данных, представленных в Таблице III³⁰. При бурении указанных скважин с промывкой недиспергирующим буровым раствором потребовалось лишь 79% времени вращения долота на забое, 70% суток бурения и 46% количества долот по сравнению с бурением скважин при использовании утяжеленных диспергирующих буровых растворов.

Солеполимерные сочетания, которые так успешно применяются в неутяжеленных буровых растворах, в настоящее время начинают применяться в утяжеленных буровых растворах. Система K-PLUS™ является относительно недиспергирующим буровым

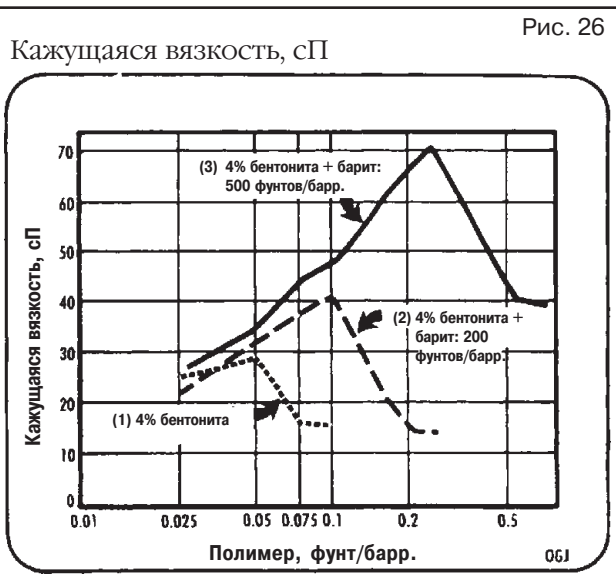


Рис. 26

раствором, который специально предназначен для химического контроля содержания твердой фазы в тех случаях, когда требуется высокая плотность бурового раствора (см. «НЕСТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ»). Известковые и гипсовые буровые растворы также обладают меньшей дисперсионной способностью, чем диспергирующие буровые растворы на основе пресной воды, но в настоящее время широко не используются.

Механический контроль содержания твердой фазы

Тонкое вибросито, центрифуга и илоотделитель являются важным оборудованием для контроля содержания твердой фазы в буровом растворе. Контроль содержания твердой фазы посредством вибросит и илоотделителей иногда называют ПЕРВИЧНЫМ удалением твердой фазы, поскольку оба таких устройства обычно перерабатывают большинство шлама в выкидной линии и тем самым удаляют шлам после первого подъема по затрубному пространству. Декантирующую центрифугу можно назвать КОРРЕКТИРУЮЩИМ средством контроля содержания твердой фазы, так как твердую фазу, которая входит в систему бурового раствора, все еще можно удалить центрифугой³¹. Механическое удаление шлама само по себе является предметом обсуждения. Целью этого обсуждения является иллюстрация того, как повысить скорость проходки посредством механического контроля содержания твердой фазы.

Тонкие вибросита

Преимущество от использования возможного тончайшего вибросита заключается в том, что при этом как можно раньше (т. е., когда средний размер частиц шлама является максимальным) удаляется как можно больше вновь образовавшегося шлама. Кроме того, при прохождении бурового раствора через вибросито не происходит потери ценных растворенных химикатов, и теряются лишь небольшие количества желательных коллоидальных материалов. С другой стороны, вибросито не удаляет исключительно тонкий шлам, который во многом способствует снижению скорости проходки.

Таблица III

Сравнение скважин

ТИП СИСТЕМЫ БУРОВОГО РАСТВОРА	СКВАЖ. № 1 НЕДИСПЕРГИ- РУЮЩИЙ	СКВАЖ. № 2 НЕДИСПЕРГИ- РУЮЩИЙ	СКВАЖ. № 3 ДИСПЕРГИ- РУЮЩИЙ	СКВАЖ. № 4 ДИСПЕРГИ- РУЮЩИЙ
Диапазон плотности бурового раствора (фунт/галлон)	9,9-16,3	11,0-16,7	10,1-15,9	10,4-15,8
Кол-во долот	23	15	44	38
Средн. скорость проходки, фут/ч	4,2	4,0	3,2	3,3
Чистое кол-во суток	59,7	56,6	91,4	92,1
Затраты на бурение/фут (долл.)	53,06	55,08	81,17	72,37
Затраты на буровой раствор/фут (долл.)	15,29	26,34*	15,03	19,96
ОБЩИЕ затраты/фут (долл.)	68,34	81,41*	96,19	92,32

* Включены затраты в связи с потерей циркуляции.

Помимо размера отверстий сита эффективность работы вибросита зависит от размера шлама. Как уже упоминалось, на размер шлама влияет химический состав бурового раствора, а также способность бурового раствора очищать ствол. Распад шлама в процессе подъема по затрубному пространству является наименьшим, если скорость проскальзывания сводится к минимуму.

Удаление шлама из бурового раствора на углеводородной основе посредством тонкого вибросита было продемонстрировано на примере южнотехасской скважины, что показано в Таблице IV. Обратите внимание на быстрый рост накопления твердой фазы в интервале от 8799 до 9490 футов, перед тем как было установлено вибросито. Кроме того, следует отметить, что удаление твердой фазы продолжалось до тех пор, пока буровой раствор фактически

не стал свободным от твердой фазы с низкой относительной плотностью.

Удаление твердой фазы из утяжеленного бурового раствора на водной основе приводит к сокращению затрат на обслуживание бурового раствора, что показано в Таблице V²³. Различия в скорости проходки этих скважин было трудно проанализировать, поскольку бурение проводилось с депрессией. Поровые давления в рассматриваемом интервале глубин варьируют в диапазоне эквивалентной плотности бурового раствора примерно 16-18 фунтов/галлон. Различия в скорости проходки, возникающие в результате перепадов между давлением бурового раствора и поровым давлением, достаточно велики, чтобы замаскировать различия в скорости проходки, которые могут быть вызваны содержанием твердой фазы в буровом растворе.

Таблица IV

Контроль содержания твердой фазы в буровом растворе INVERMUL® с использованием двухсеточного вибросита

Глубина, футы	8799	9490*	9700	9930	10050
Плотность, фунт/галлон	11,6	11,7*	12,0	12,0	12,3
Средняя отн. плотность твердой фазы	3,70	3,20*	3,35	3,73	4,03
Содержание твердой фазы низкой плотности, фунт/барр.	59	124*	114	59	27

* Вибросито установлено на отметке 9600 футов; эквивалентный размер ячеек 80

Таблица V

Контроль содержания твердой фазы в утяжеленном буровом растворе на водной основе с использованием двухсеточного вибросита

	Двухсеточное размер ячеек 80	Обычное размер ячеек 20
Плотность бурового раствора, фунт/галлон	15,3	16,4
Фильтрат, мл по API	3,5	3,5
PV/YP	45/10	50/22
Затраты на обслуживание, долл./барр./сутки	0,149	0,294
		0,310

Вульфкемп-Пенсильвания, Делавэрский бассейн

Повышение скорости проходки путем илоотделения

Повышение скорости проходки, которого можно добиться путем илоотделения, показано на Рис. 27 и 28³³. Приведенный пример необычен тем, что меры, принятые для обеспечения эффективного контроля содержания твердой фазы, вышли за рамки общепринятой практики в части использования оборудования для осаждения, удаления песка и илоотделения. Система контроля содержания твердой фазы была предназначена для того, чтобы полностью исключить попадание песка в приемный резервуар для бурового раствора. С этой целью была сконструирована специальная система отстойных резервуаров, и использовалось достаточное количество песко- и илоотделительных фильтров надлежащего размера для переработки объема бурового раствора, соответствующего 150-200% скорости циркуляции буровой установки.

В процессе реализации проекта время от времени возникали осложнения в скважине, но полученное увеличение скорости проходки было весьма заметным, как показано на Рис. 28. К числу прочих улучшений буровой операции, достигнутых в результате совершенствования контроля содержания твердой фазы, относятся увеличение срока службы долот, уменьшение объема обслуживания насосов, снижение потребности в воде и сокращение затрат на буровой раствор.

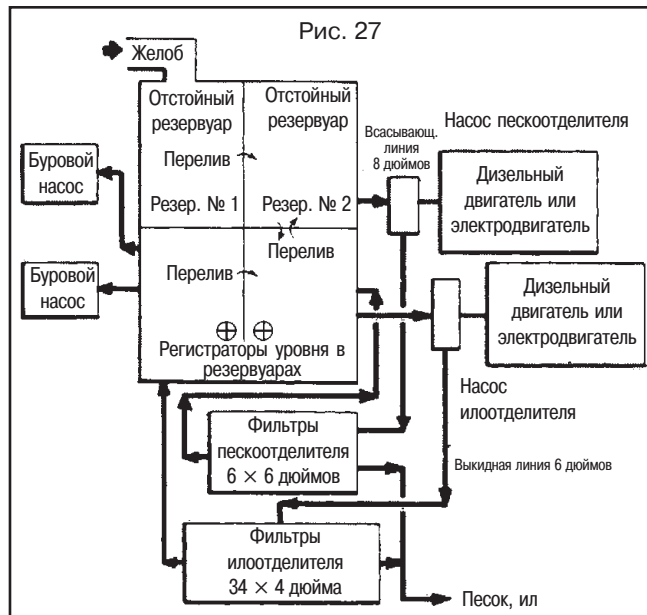


Рис. 27

Скорость проходки, фут/час

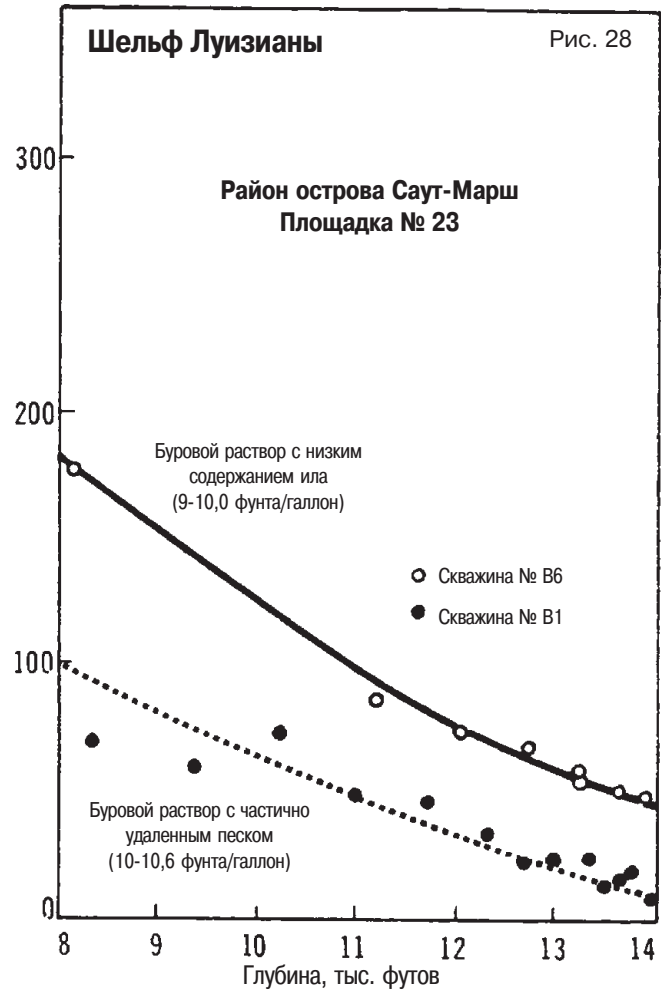


Рис. 28

Шельф Луизианы

Район острова Саут-Марш
Площадка № 23

Буровой раствор с низким содержанием ила (9-10,0 фунта/галлон)

○ Скважина № В6
● Скважина № В1

Буровой раствор с частично удаленным песком (10-10,6 фунта/галлон)

Глубина, тыс. футов

Декантационная центрифуга

Одним из важных направлений использования декантационной центрифуги является контроль содержания твердой фазы в буровых растворах на водной основе со сравнительно высокой плотностью. При этом основными задачами являются сведение к минимуму потеря давления в циркуляционной системе и снижение затрат на буровой раствор. Поскольку на скорость проходки в значительно большей степени влияет разница между плотностью столба бурового раствора и пластовым давлением (положительная или отрицательная), увеличению скорости проходки, которого можно добиться вследствие центрифугирования, уделяется незначительное внимание.

Таблица VI

Центрифугирование бурового раствора INVERMUL минимальной плотности

Глубина, футы	5716	6367	6920	7255
Плотность, фунт/галлон	7,7	7,9	7,8	7,9
Вязкость, с/кварта	42	43	45	57
Фильтрат при 150°F и 500 psi, мл нефти	4,2	5,0	5,2	4,4
Электростабильность, В	320	360	320	400
Водонефтяной фактор	77/23	78/22	78/22	79/21

Hansford Co., Техас (Пэнхендл)

Второй способ применения центрифуги показан в Таблице VI³⁴. Обратите внимание, что плотность хорошо контролируемого бурового раствора поддерживалась на уровне, заметно меньшем плотности пресной воды. В данном случае в системе сохраняется перелив, а нижний поток выбрасывается.

Хотя в основном этот жесткий контроль плотности был направлен на предотвращение потери циркуляции, побочным результатом было повышение скорости проходки примерно на 30% по сравнению с соседней скважиной, пробуренной с использованием буровым раствором на водной основе.

V — СМАЗЫВАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ

Введение

Корреляция между скоростью проходки и смазывающей способностью бурового раствора на качественном уровне наблюдалась в течение многих лет. Однако только в последнее время появилась возможность количественно оценивать смазывающую способность, и обычно это применяется только в случаях аномальных крутящего момента и затыжки. Тем не менее, увеличения скорости проходки благодаря «смазывающей способности» были достаточно большими, чтобы привести к существенному снижению затрат на бурение. Поэтому данный аспект следует рассмотреть даже несмотря на то, что технологию этого параметра скорости проходки нельзя тщательно отразить в документации.

Буровые растворы на водной основе с углеводородом

Соотношение между содержанием углеводорода и скоростью проходки в известняке показано на Рис. 29¹. Эти испытания проводились в ходе бурения однородного известняка путем попеременного нагнетания порций испытуемого бурового раствора и воды мимо долота и поддержания постоянными всех прочих признанных параметров. Буровые растворы, использовавшиеся в ходе данных испытаний, смешивались из бентонита, глины, пригодной для приго-



Рис. 29 — Промысловые данные, демонстрирующие влияние концентрации углеводорода в эмульсии на скорость проходки; район западного Техаса.

товления бурового раствора, и барита при необходимой химической обработке. Испытания показали, что хотя углеводородэмульсионные буровые растворы также вызывали снижение скорости проходки по сравнению с буровыми растворами на водной основе, имелась оптимальная концентрация углеводорода, при которой снижение скорости проходки будет минимальным. Различия между эмульсиями, приготовленными механическим способом, и эмульсиями со щелочным эмульгатором были сочтены незначительными.

Влияние процента углеводорода на скорость проходки в глине показано на Рис. 30²⁰. Эти испытания проводились в лаборатории с использованием кернов глин, взятых из буровых скважин. Керны глин Виксберга поступили из месторождения Пирсджанкшн на тexasском побережье Мексиканского залива, а керны миоценовых глин из Тимбэльбер-бей в южной Луизиане. При этом использовались обычные известковые буровые растворы.

Заметное повышение скорости проходки, наблюдаемое после добавления углеводорода, относится на счет снижения налипания породы на долото. При увеличении концентрации углеводорода налипание снижалось. Скорость проходки в миоценовой глине была максимальной на уровне примерно 15% углеводорода, но налипание продолжало понижаться по мере добавления углеводорода. Из Рис. 30 можно также сделать предположение о том, что при добавлении углеводорода скорости проходки в одной глине могут повышаться в большей степени, чем в другой глине.

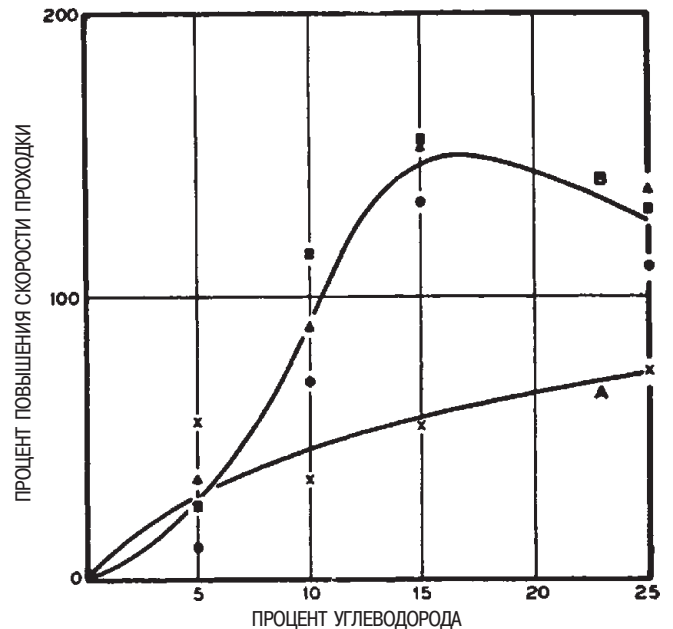


Рис. 30 — Повышение скорости проходки в зависимости от процента углеводорода.

A — из Рис. 3 — глины Виксберга

B — среднее значение из Рис. 4 — миоценовые глины, Луизиана

Обратите внимание, что данные для Рис. 29 и 30 были получены в 1950-х годах. С тех пор имела место тенденция использования буровых растворов с меньшим содержанием твердой фазы и иногда повышенной ингибирующей способностью. Следует ожидать, что влияние углеводородов будет менее выраженным

Таблица VII

Влияние углеводородов на смазывающую способность

Углеводород	Концентрация, барр./барр.	Непосредственное закачивание углеводорода без подмешивания к буровому раствору	Углеводород в составе бурового раствора с подмешиванием для обеспечения высокой скорости сдвига
Отсутствие	0,1	0,13	0,23
Дизельное топливо	0,1	0,07	0,23
Сырая нефть	0,1	0,07	0,23
Мазут № 6	0,1	0,07	0,23
Асфальт-керосин	0,1	0,07	0,23
Керосин	0,1	0,13	0,23

при меньшем содержании твердой фазы и при меньшем диспергировании глин.

Почему повышается скорость проходки с промывкой буровым раствором на водной основе при добавлении углеводорода?

Добавление эмульгированного углеводорода влияет на следующие основные свойства³⁵:

1. Смазывающая способность,
2. Закупоривающая способность глинистой корки на стенках ствола скважины,
3. Смачиваемость углеводородом стали,
4. Обволакивание шлама.

Все эти свойства, за исключением смачиваемости углеводородом стали, более или менее измеряются количественно. Влияние добавления углеводорода на смазывающую способность приведено в Таблице

VII³⁶. Закупоривающая способность глинистой корки измеряется в ходе определения фильтрационных свойств, а обволакивание шлама четко видно на изображениях на Рис. 22 и 23.

При обсуждении вопроса о том, почему добавление углеводорода в буровой раствор на водной основе вызывает повышение скорости проходки, почти всегда в качестве главного фактора упоминается снижение «налипания на долото». Существуют два аспекта явления налипания на долото, которые обоснованно должны влиять на скорость проходки.

Первым служит неполное удаление шлама из-под долота, что зависит от нагрузки на долото. Ее влияние на скорость проходки показано на Рис. 31³⁷. Недостаточная очистка забоя часто приводит к снижению эффективности бурения из-за перемалывания или повторного резания обломков на забое скважины, причем не имеется данных о прилипании шлама к долоту, как можно было бы подразумевать из термина «налипание на долото». Первоначальные стадии трудно обнаружить, и, возможно, в значительной мере бурение на нефтепромыслах проводится долотами с частично налипшей породой.

Вторым является налипание шлама на долото, УБТ и иногда бурильную трубу. Степень налипания зависит от влагосодержания шлама, типа и концентрации глин в шламе, а также концентрации шлама в буровом растворе. Сильное налипание часто наблюдается при бурении глины гамбо. Слой, налипший на УБТ, может быть достаточно толстым и прочным для того, чтобы прекратить циркуляцию вверх по затрубному пространству. Налипание на долото может быть таким, что затрудняется удаление сальника из бурового раствора даже в случае принятия при циркуляции таких мер, как движение долота вверх и вниз.

С учетом вышеописанного явления налипания на долото ниже приводятся некоторые объяснения повышения скорости проходки в результате добавления углеводорода к буровому раствору:

1. Смачивание стали углеводородом предотвращает прилипание влажных глин к стальной поверхности;
2. Обволакивание углеводородом шлама предотвращает склонность частиц шлама слипаться (сцепляться) друг с другом, тем самым ослабляя склонность к увеличению размеров сальника из бурового раствора;
3. Любое улучшение очистки пространства под долотом вероятнее всего является результатом улучшения прокачиваемости из-за увеличения разме-

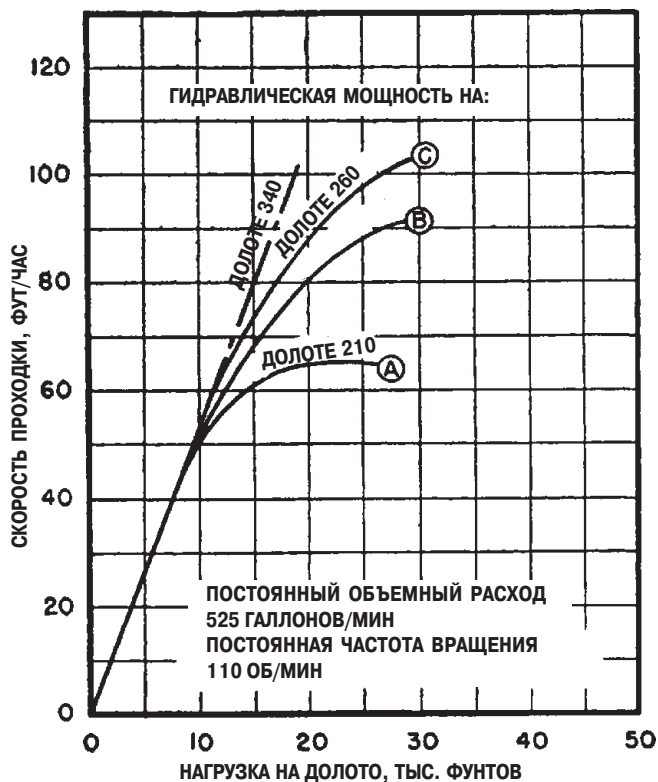


Рис. 31 — Влияние недостатка гидравлической мощности или «налипания» на скорость проходки.

ров частиц шлама в буровом растворе, а не результатом изменения других свойств из-за введения углеводорода в состав бурового раствора.

Применение незагрязняющих смазывающих веществ вместо нефти

В некоторых районах бурения не желательно использование углеводородов в буровом растворе. Углеводороды, к примеру, образуют видимую нефтяную пленку на воде, и предотвращение нефтяных пленок в водоемах является вопросом культуры на буровой. Поэтому при возникновении потребности в смазывающем веществе предпочтительно применять нетоксичное и биологически разлагающееся смазывающее вещество, которое не образует на воде нефтяной пленки. Пример такого вещества приведен в Таблице VIII. К буровому раствору был добавлен TORQ-TRIM™, чтобы преодолеть проблему аномального момента и затяжки, которая угрожала прихватом трубы. Понадобились несколько сот футов дополнительной глубины скважины, чтобы посадить обсадную колонну в зоне переходного давления.

Таблица VIII

СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ TORQ-TRIM ВМЕСТО НЕФТИ

ПРИБРЕЖНАЯ ЗОНА ТЕХАСА; ПРЯМАЯ ВЕРТИКАЛЬНАЯ СКВАЖИНА — 16,5 фунта/галлон ДИСПЕРГИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР НА ОСНОВЕ ПРЕСНОЙ ВОДЫ

МОМЕНТ НА 200 AMPS ВЫШЕ НОРМЫ

Добавлен TORQ-TRIM в концентрации 5,6 фунта/баррель; момент понизился до 70 amps; сопротивление на соединениях понизилось на 20000 фунтов.

НАЛИПАНИЕ НА ДОЛОТО ПРЕКРАТИЛОСЬ; СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ ВОЗРОСЛА С 23 ДО 36 ФУТОВ/ЧАС

В ходе бурения требуемого дополнительного интервала скважины при наличии в буровом растворе TORQ-TRIM наблюдалось повышение скорости проходки примерно на 50%. Это вполне обычное значение в случае добавления к буровому раствору данного смазывающего вещества, т. е. снижается налипание на долото, и увеличивается скорость проходки.

Скорость проходки при использовании бурового раствора на углеводородной основе

О различиях в скорости проходки между буровым раствором на углеводородной основе и буровым раствором на водной основе можно судить по Рис. 32¹⁸, где показано, что бурение известняка и песчаника с промывкой дизельным топливом происходит несколько медленнее, чем при использовании воды. Ниже приводится субъективное объяснение того, как скорость проходки при помощи бурового раствора на углеводородной основе может коррелироваться с измеренными свойствами бурового раствора.

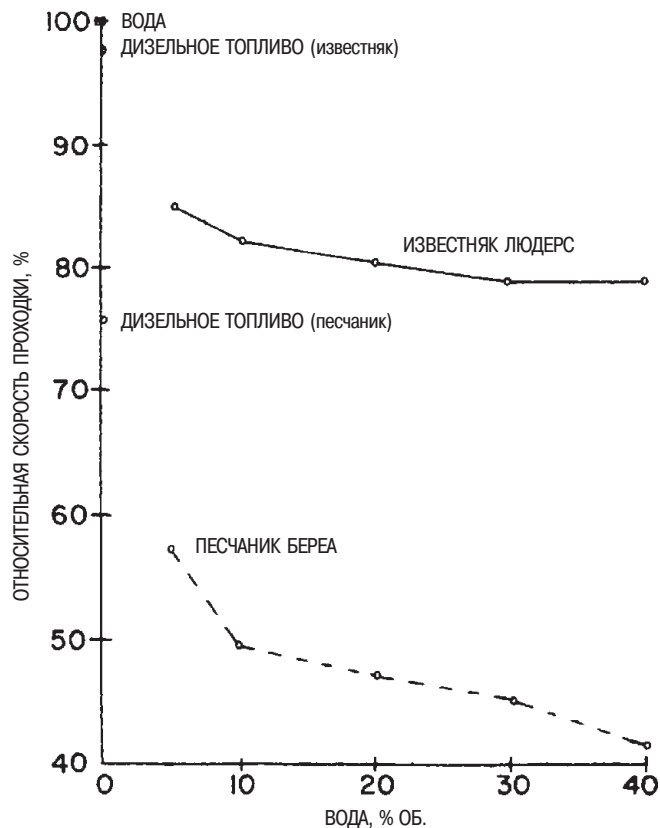


Рис. 32 — Буровой раствор на углеводородной основе.

Соотношение между плотностью и скоростью проходки должно включать соответствующие факторы содержания твердой фазы и способности бурового раствора стабилизировать скважину. При данной плотности бурового раствора содержание твердой фазы в буровом растворе на углеводородной основе выше, чем в буровом растворе на водной основе, но средний размер частиц твердой фазы в буровом растворе на углеводородной основе должен быть больше. Первое должно вызывать снижение скорости проходки, а последнее должно ее увеличивать. Важность способности бурового раствора стабилизировать скважину проиллюстрирована на Рис. 4, где высокоскоростное бурение при депрессии возможно только ввиду достаточной стабилизации

Таблица IX

Смазывающая способность бурового раствора на углеводородной основе и бурового раствора на водной основе

Тип бурового раствора	Коэф. смаз. способности
Неутяжеленный буровой раствор на водной основе (пресная вода; разжиженный органикой)	0,24
Неутяжеленный буровой раствор на углеводородной основе	0,09
Утяжеленный буровой раствор на водной основе (пресная вода; разжиженный органикой)	0,22
Утяжеленный буровой раствор на углеводородной основе	0,08

скважины буровым раствором на углеводородной основе с регулируемой соленостью.

Влияние *вязкости* углеводорода на скорость проходки показано на Рис. 16 и 17. Исходя из представленных данных очевидно, что буровой раствор на углеводородной основе, приготовленный с использованием дизельного топлива, должен обеспечивать более высокую скорость проходки, чем буровой раствор, приготовленный с использованием более тяжелого нефтепродукта или асфальта, растворенного в углеводороде.

Содержание *твердой фазы* упоминалось при обсуждении плотности. Шлам в меньшей степени распадается в буровом растворе на углеводородной осно-

ром на углеводородной основе примерно на треть превышало время бурения аналогичного интервала скважины с промывкой буровым раствором на водной основе»³⁸. Три года спустя был опубликован Рис. 33³⁹, на котором было показано, что проходка скважины с использованием бурового раствора на углеводородной основе осуществлялась несколько быстрее, чем соседних скважин с использованием бурового раствора на водной основе.

В том же году была предпринята попытка статистического анализа скорости проходки с использованием бурового раствора на углеводородной основе по сравнению со скоростью проходки с исполь-

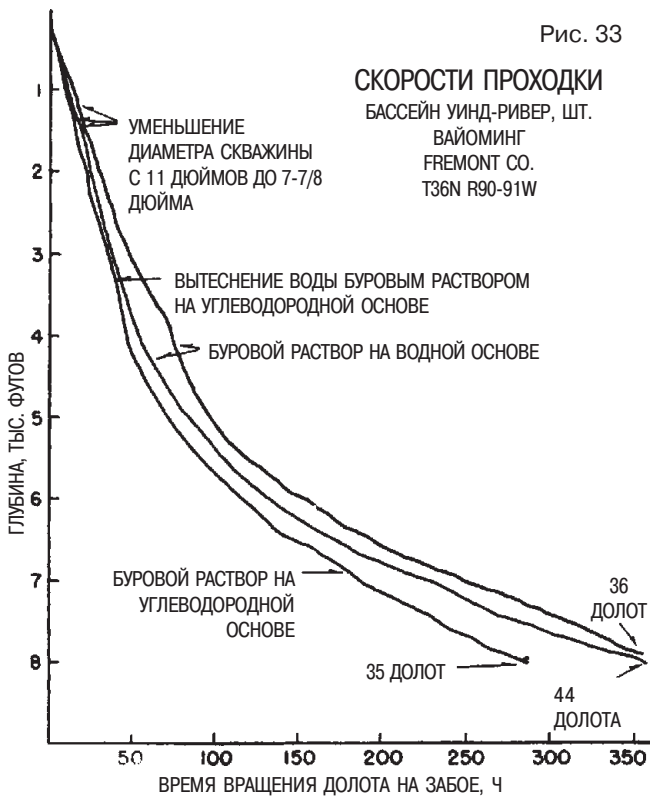


Рис. 33

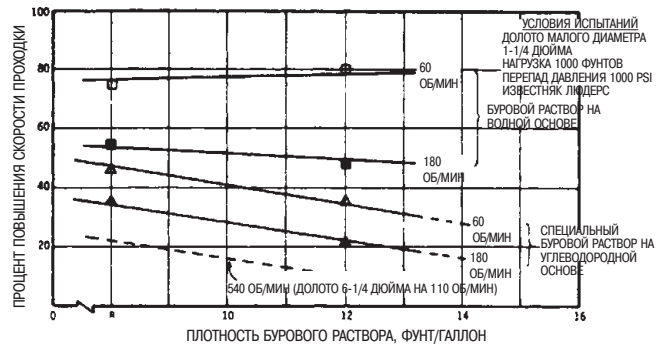


Рис. 34 — Повышение скорости проходки шарошечным долотом с промывкой специальным буровым раствором на углеводородной основе и буровым раствором на водной основе по сравнению с промывкой обычным буровым раствором на углеводородной основе.

зованием бурового раствора на водной основе. Были сделаны следующие выводы⁴⁰:

1. «Бурение большинства глин происходит быстрее с промывкой буровым раствором на углеводородной основе, чем буровым раствором на водной основе с практически аналогичными плотностью и реологическими свойствами.

нове, чем в буровом растворе на водной основе. Поэтому применение тонких вибросит для удаления шлама является оптимальным при использовании бурового раствора на углеводородной основе.

Смазывающая способность бурового раствора на углеводородной основе по сравнению с буровым раствором на водной основе показана в Таблице IX. Превосходные смазывающая способность и смачиваемость углеводородом, присущие буровому раствору на углеводородной основе, позволяют ожидать, что можно будет избежать любое налипание на долото, которое может быть результатом прилипания влажной глины к буровым инструментам. Это должно обеспечивать преимущество при бурении, особенно при бурении глин.

Весьма низкая скорость проходки при бурении с промывкой буровым раствором на углеводородной основе считалась неизбежной с момента начала использования бурового раствора такого типа в 1930-х годах. и вплоть до начала 1960-х годов. Этот переход можно проиллюстрировать опубликованным в 1960 г. заявлением о том, что «...хотя локальные стратиграфические вариации мешали точному сравнению, время бурения с промывкой буровым раство-

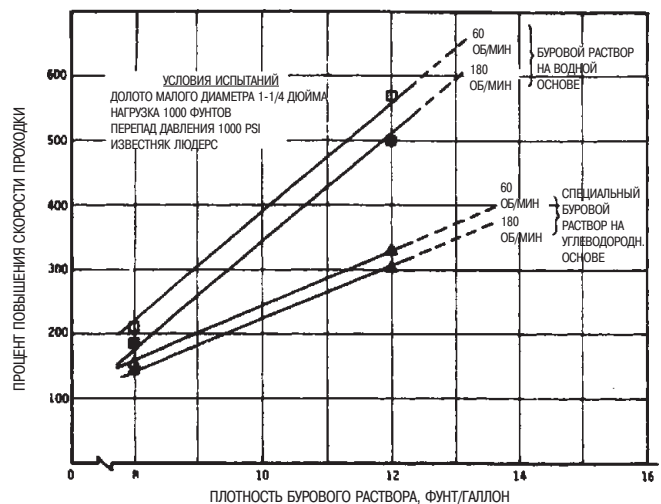


Рис. 35 — Повышение скорости проходки алмазным долотом с промывкой специальным буровым раствором на углеводородной основе и буровым раствором на водной основе по сравнению с промывкой обычным буровым раствором на углеводородной основе.

2. В скважинах, где предстоит бурить глину и песок, общая скорость проходки обычно выше при использовании бурового раствора на углеводородной основе, чем при использовании бурового раствора на водной основе с одинаковыми плотностью и реологическими свойствами.
3. В настоящее время имеется недостаточно данных в поддержку вывода о связи между скоростью проходки карбонатов и использованием бурового раствора на углеводородной основе. Существующие данные позволяют предположить, что применение бурового раствора на углеводородной основе снижает скорость проходки карбонатов».

Опыт последующего десятилетия показал достаточную обоснованность этих утверждений. В настоящее время весьма редко вызывает озабоченность скорость проходки глин и последовательностей глин и песка с использованием бурового раствора на углеводородной основе. Было также установлено, что скорость проходки известняка ниже; причины этого явления пока не выяснены в достаточной степени.

С тех пор в лабораторных условиях проводилось пробное бурение, чтобы добиться повышения скорости проходки известняковых пород. Результаты приведены на Рис. 34 и 35²¹. Из Рис. 34 ясно, что пробное бурение долотом малого диаметра свидетельствует о небольшой возможности улучшения скорости проходки шарошечными долотами с про-

мывкой утяжеленным буровым раствором на углеводородной основе. На Рис. 35 столь же ясно показано, что потенциал повышения скорости проходки алмазными долотами с промывкой высокоутяжеленными буровыми растворами на углеводородной основе достаточно велик. Для долот обоих типов очевидно превосходство по скорости проходки бурового раствора на водной основе даже над высокоскоростным буровым раствором на углеводородной основе.

Были разработаны специальные буровые растворы на углеводородной основе, обеспечивающие достаточное суспендирование барита в диапазоне плотности от 10 до 18 фунтов/галлон при температурах до 400°F. Уделялось также внимание поддержанию хорошего эмульгирования воды и смачиванию углеводородом шлама, измеряемому по электростабильности. Все материалы, не имеющие значения для достижения этих двух целей, сознательно исключались из состава буровых растворов на углеводородной основе. В результате буровые растворы имели пониженную концентрацию коллоидальной твердой фазы, меньшую вязкость и повышенную скорость фильтрации.

Начаты промышленные испытания с использованием буровых растворов на углеводородной основе, специально составленных для обеспечения оптимальной скорости проходки. Пока не получено достаточного количества данных для обоснования заключения о влиянии таких буровых растворов на скорость проходки.

ССЫЛКИ

1. J. R. Eckel, OGJ, April 12, 1954, 131-36.
2. S. O. Hutchison and G. W. Anderson, Wld. Oil, Oct. 1974, 84-94.
3. G. R. Gray and F. S. Young, Proc. VIII World Petr. Congress (1970), Moscow.
4. W. C. Maurer, JPT, Nov. 1962, 1270-74.
5. J. R. Eckel, OGJ, June 17, 1968, 69-73.
6. R. A. Cunningham and J. G. Eenink, Trans. AIME, (1959) 216, 9-17.
7. W. C. Maurer, JPT, Dec. 1965, 1433-42.
8. D. J. Vidrine and E. J. Benit, JPT, July 1968, 676-82.
9. G. R. Gray and N. K. Tschirley, Proc. IX World Petr. Congress (1975), Tokyo.
10. S. O. Hutchison and G. W. Anderson, OGJ, May 15, 1972, 74-79.
11. W. C. Maurer, JPT, Nov. 1962, 1270.
12. J. R. Eckel, JPT, April 1967, 541-6.
13. C. E. Williams and G. H. Bruce, Petr. Trans. AIME (1951) 192, 111-20.
14. T. R. Sifferman, G. M. Myers, E. L. Haden and H. A. Wahl, JPT, Nov. 1974, 1295-1302.
15. A. J. Gamier and N. H. van Lingen, JPT, Nov. 1959, 232-9.
16. H. C. H. Darley, JPT, April 1965, 465-70.
17. C. P. Lawhon, W. M. Evans and J. P. Simpson, JPT, May 1967, 688-94.
18. C. P. Lawhon, W. M. Evans and J. P. Simpson, JPT, July 1967, 943-48.
19. F. S. Young and K. E. Gray, JPT, Sept. 1967, 1209-22.
20. R. A. Cunningham and W. C. Coins, Drill. Prod. Prac., API (1957) 75.
21. J. E. Fontenot and J. P. Simpson, JPT, May 1974, 507-14.
22. K. M. Chambers, World Oil, Nov. 1961, 103.
23. J. L. Lummus and L. J. Field, Petr. Engr., March 1968, 59-65.
24. K. D. Tanner, Baroid News Bulletin, 25 (2), 1974, 30-32.
25. J. P. Callus, J. L. Lummus, and J. E. Fox, Petr. Trans., AIME (1958), 70-75.

26. E. McGhee, OGJ, Aug. 13, 1956, 110-12.
27. H. E. Mallory, Petr. Engr., April 1957, B-21-24.
28. D. E. Lanham and R. W. Willingham, World Oil, Aug. 1, 1970, 49-52.
29. D. B. Anderson, OGJ, March 26, 1973, 65-70.
30. D. B. Anderson and K. W. Gates, Drilling DCW, June 1974, 66-72.
31. J. A. Gill, World Oil, Oct. 1966, 121-24.
32. D. L. Coins and Bob Albin, Baroid News Bulletin, 20 (1) 1966, 10-14.
33. V. D. Stone, OGJ, Oct. 12, 1964, 136-39.
34. W. M. Evans and F. A. Scearce, Baroid News Bulletin, 15 (1), 1963, 9-13.
35. J. P. Weichert, Petr. Engr., Sept. 1952, B-97-106.
36. T. C. Mondshine, OGJ, Dec. 7, 1970, 70-77.
37. J. W. Speer, OGJ, March 31, 1958, 90-96.
38. G. A. Trimble, JPT, Feb. 1960, 23-30.
39. B. Emerson, K. Tanner and S. Weeks, API Paper No. 875-17-A, Casper, Wyo., April 1963.
40. N. K. Tschirley, API Paper No. 906-8-A, Ft. Worth, Texas, March 1963.

BARAFLOCK, CELLEX, DEXTRID, INVERMUL и TRIMULSO являются зарегистрированными торговыми знаками Baroid Division NL Industries, Inc. K-PLUS, SURFLO, TORQ-TRIM и X-TEND являются торговыми знаками Baroid Division NL Industries, Inc. BEN-EX является зарегистрированным торговым знаком Rotary Drilling Services Co. DRISPAC и FLOSAL являются зарегистрированными торговыми знаками Drilling Specialities Co.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК



NL Baroid/NL Industries, Inc.
P.O. Box 1675, Houston, Texas 77001