



## **РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

# **ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ**



**Буровые растворы Baroid**

# **РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

## **ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ**

# СОДЕРЖАНИЕ

## ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ

<b>I. ПЛАСТЫ, СКЛОННЫЕ К ПОТЕРЕ ЦИРКУЛЯЦИИ</b>	3
Кавернозные пласты	3
Рыхлый гравий	3
Пласты с естественными трещинами	3
Пласты, склонные к растрескиванию	3
<b>II. МЕХАНИКА РАСТРЕСКИВАНИЯ</b>	4
Градиент давления гидроразрыва пласта	4
Горизонтальные и вертикальные трещины	4
Скачки давления	6
Давления циркуляции	6
Подъем и спуск буровой трубы	7
Материал для борьбы с поглощением бурового раствора в утяжеленном буровом растворе	7
<b>III. БОРЬБА С ПОТЕРЕЙ ЦИРКУЛЯЦИИ</b>	8
Материалы для борьбы с поглощением бурового раствора	8
Закупоривающие материалы	10
Ганк-смеси	11
Другие методы борьбы с поглощением бурового раствора	11
Аэрированный буровой раствор	12
Пена	12
Механические методы понижения давления бурового раствора	13
<b>IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ЗОНЫ ПОГЛОЩЕНИЯ</b>	14
Радиоактивные индикаторы	14
Температурный каротаж	14
Каротаж с термоэлементом	14

## ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ

Потеря циркуляции всегда была серьезной и дорогостоящей проблемой для буровой отрасли. Проблему потери циркуляции можно назвать вечной. Она может возникать в любом районе бурения, на любой глубине, в породе любого типа и в породах любого геологического возраста. Потерю циркуляции не следует путать с утечкой бурового раствора. Последняя представляет собой потерю текучей фазы, может достигать весьма больших объемов при бурении с промывкой водой и обычно может быть значительно ослаблена до допустимой скорости средствами HY-SEAL™, LEATHER-SEAL™ и другими закупоривающими материалами. Данное исследование посвящено потере значительных количеств всего бурового раствора в незащищенные пласты.

### I. ПЛАСТЫ, СКЛОННЫЕ К ПОТЕРЕ ЦИРКУЛЯЦИИ

Пласты, куда может уходить весь буровой раствор, можно разделить на следующие типы:

1. Кавернозные пласты,
2. Исключительно проницаемые неглубоко залегающие пласты, подобные неуплотненному гравию,
3. Пласты с естественными трещинами,
4. Пласты, в которых может относительно легко возникать образование трещин.

#### Кавернозные пласты

Отверстия в слое пород, который необходимо называть словом «кавернозный», обычно связываются с известняковыми рифами. Каверносодержающие слои часто выявляются геологически, и поэтому можно спрогнозировать глубины, на которых они встречаются, на больших территориях бурения. Размеры «каверн» или «трещин» могут меняться (грубо говоря) от булавочных до туннельных. Пустотные пространства обычно заполняются водой при нормальном давлении для рассматриваемого географического района. При проникновении в полость такого рода долото часто заметно проваливается. Последующая потеря бурового раствора может быть внезапной и серьезной до степени, при которой уровень бурового раствора в скважине падает достаточно для того, чтобы (а) допустить выброс из менее глубоко залегающих зон, или (б) вызвать обрушение в скважину посредством разгрузки гидростатического давления.

Возможность закупоривания кавернозного пласта в значительной степени зависит от размеров пустот и прочности основной массы породы. Если пустоты достаточно малы, чтобы их можно было закупорить материалом, закачиваемым через бурильную трубу, а основная масса породы достаточно прочна, чтобы выдержать скачки давления, сопряженные с бурением, то закупоривание возможно. Альтернативными вариантами являются либо проходка интервала бурением без выхода бурового раствора на поверхность, либо проходка интервала инструментами для ударно-канатного бурения. В этих экстремальных случаях также успешно применяется бурение с очисткой забоя воздухом или пеной. По завершении проходки интервала можно установить и зацементировать обсадную колонну.

#### Рыхлый гравий

Исключительно проницаемые пласты, подобные рыхлому гравию, обычно находятся на небольших глубинах, и флюиды, которые они содержат, весьма

редко, если это вообще происходит, находятся под аномальным давлением. Чтобы принять весь буровой раствор, полости между твердыми частицами должны быть несколько больше наибольших твердых частиц бурового раствора. Фильтрация из бурового раствора, находящегося внутри основной массы породы, может закупорить пласты такого рода твердой фазой бурового раствора.

Основным направлением установления циркуляции через интервалы поглощения служит как можно большее понижение плотности бурового раствора. Часто успешно применяется густая бентонитовая суспензия, насыщенная известняком. Могут быть также полезными различные мягкие закупоривающие материалы.

#### Пласты с естественными трещинами

В общем, естественную трещину можно определить как границу раздела двух слоев породы, которая имеет незначительную, если имеет вообще, химическую связь с ними. Если слои являются горизонтальными, то они могут быть прижаты друг к другу давлением перекрывающих пород. Если граница раздела приближается к вертикали, сила, с которой слои прижимаются друг к другу, может быть значительно большей или значительно меньшей давления перекрывающих пород в зависимости от тектонических напряжений в рассматриваемом месте. При достижении критических давлений такие трещины могут раскрываться и поглощать буровой раствор. Трещина, которая начала поглощать буровой раствор, может расширяться и поглотить дополнительное количество бурового раствора при меньшем давлении.

Наиболее эффективным способом снижения потери бурового раствора в естественные трещины является поддержание минимальной плотности бурового раствора, а также предотвращение скачков давления. Материалы для борьбы с поглощением бурового раствора могут способствовать предотвращению поглощения бурового раствора низкой плотности с низким содержанием твердой фазы. В случае бурового раствора с высоким содержанием твердой фазы увеличение эквивалентной плотности циркуляции из-за материала для борьбы с поглощением бурового раствора может принести больше вреда, чем пользы.

#### Пласты, склонные к растрескиванию

Поглощение искусственно вызванными трещинами часто бывает проблемой при бурении с использованием утяжеленного бурового раствора на побережье Мексиканского залива. Трещины образуются под действием повышенного давления бурового раствора, и наилучшим способом предотвращения образования трещин является поддержание минимальной плотности бурового раствора. Это означает поддержание плотности бурового раствора как можно меньшей, поддержание бурового раствора как можно более жидким, медленный спуск бурильной трубы, медленный запуск бурового насоса и т. д.

Искусственно вызванные трещины иногда «вылечиваются» со временем. Если подождать 6-12 часов после потери циркуляции, то, как правило, возможно восстановить циркуляцию бурового раствора той же плотности при тщательном регулировании свойств потока и управлении буровыми инструментами. Наблюдался случай, когда большинство поглощенного бурового раствора вытекало обратно после остановки бурового насоса. Такой обратный поток может привести к неправильной интерпретации, поскольку течение бурового раствора при выключенном насосе также является признаком выброса. Вопрос об искусственно вызванных трещинах будет рассмотрен ниже.

## II. МЕХАНИКА РАСТРЕСКИВАНИЯ

### 1. Градиент давления гидроразрыва пласта

Гидравлическое давление, при котором незащищенный пласт в стволе скважины треснет и начнет поглощать жидкость, зависит от давления на поровые флюиды в породе, а также дополнительного приращения, обусловленного прочностью породы. Градиент давления гидроразрыва пласта является числом, описывающим давление бурового раствора на данной глубине в стволе скважины, при котором возникает растрескивание, и флюид вытекает из ствола скважины в пласт. Градиент давления гидроразрыва пласта выражается в тех же единицах, что и градиент давления, а именно psi/фут глубины.

Если принять, что сила сцепления основной массы породы связана с давлением в основной массе породы, то градиент давления гидроразрыва пласта можно описать следующим уравнением:

$$F = P/D + k_1 \sigma / D^1$$

Где:

P = поровое давление на интересующей глубине, psi

D = интересующая глубина, футы

$\sigma$  = напряжение в основной массе породы на интересующей глубине, psi

$k_1$  = коэффициент напряжения в основной массе породы для глубины, на которой значение  $\sigma$  должно быть равно нормальному напряжению в основной массе породы, безразмерная величина

F = градиент давления гидроразрыва пласта, psi/фут

Величину коэффициента напряжения в основной массе породы ( $k_1$ ) можно определить эмпирически для данного района бурения. Значения  $k_1$  для двух районов бурения побережья Мексиканского залива приведены на Рис. 1.<sup>1</sup> Кривые такого рода строятся на основе фактических данных о трещинах для рассматриваемого района.

Величину компонента градиента давления гидроразрыва пласта, связанного с прочностью породы, оценить трудно. На эту оценку влияют такие факторы, как влагосодержание сланца, степень цементирования песчаника, пористость известняка и присутствие или отсутствие естественных трещин в породах всех трех типов. Значительные различия в эффективной прочности породы проиллюстрированы на Рис. 2.<sup>2</sup> Обратите внимание, что различие между поровым давлением и давлением гидроразрыва пласта в Делавэрском бассейне западного Техаса является эквивалентом давления примерно 8 фунтов/галлон плотности бурового раствора около поверхности. На глубине 16000 футов различие между поровым давлением и давлением гидроразрыва пласта весьма невелико. В отношении величины градиента давления гидроразрыва пласта можно совершенно достоверно утверждать, что она никогда не будет меньше градиента давления.

### 2. Горизонтальные и вертикальные трещины

Если потеря циркуляции происходит из-за образования трещин в пласте, обычно предполагается, что трещина возникла на некоторой конкретной глубине, где пласт является «слабым», и что трещина распространяется горизонтально от ствола скважины. Выражения, используемые для описания пород, склонных к потере циркуляции, включают такие, как кавернозный известняк, рыхлый песок, поглощающий сланец и т. п. Вопрос о том, идут ли трещины, вызванные повышенным давлением бурового раствора, параллельно оси ствола скважины (вертикально) или перпендикулярно оси ствола скважины (горизонтально), вызывает некоторые споры. Поскольку для решения проблемы потери циркуляции необходимо некоторое понимание механизма образования трещин, ниже представлены доводы в пользу двух различных ориентаций трещин.

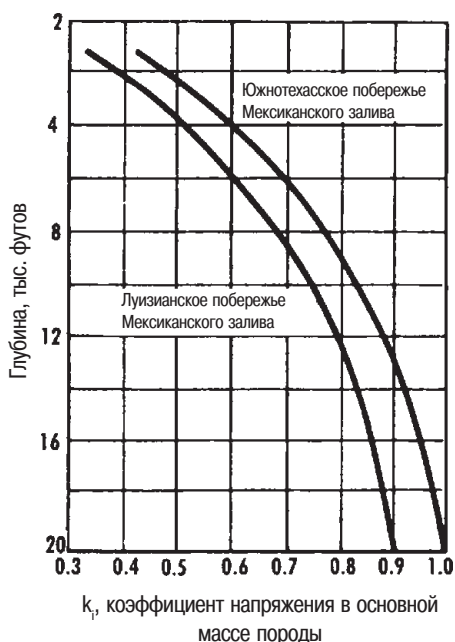
Аргументы за вертикальную ориентацию трещин представлены в следующей цитате:<sup>3</sup>

«Состояние подземных напряжений в целом не является гидростатическим, а зависит от тектонических условий. В тектонически разгруженных зонах, характеризующихся нормальным сбросообразованием, наименьшее напряжение будет примерно горизонтальным; а в зонах тектонического сжатия, характеризующихся складчатостью и надвигообразованием, наименьшее напряжение будет примерно вертикальным и при условии, что деформация не слишком велика, примерно равным давлению перекрывающих пород.»

«Гидростатически индуцированные трещины должны формироваться примерно перпендикулярно наименьшему главному напряжению. По этой причине в тектонически разгруженных зонах они должны быть вертикальными, а в тектонически сжатых зонах они должны быть горизонтальными.»

### Коэффициент напряжения в основной массе породы

Рис. 1



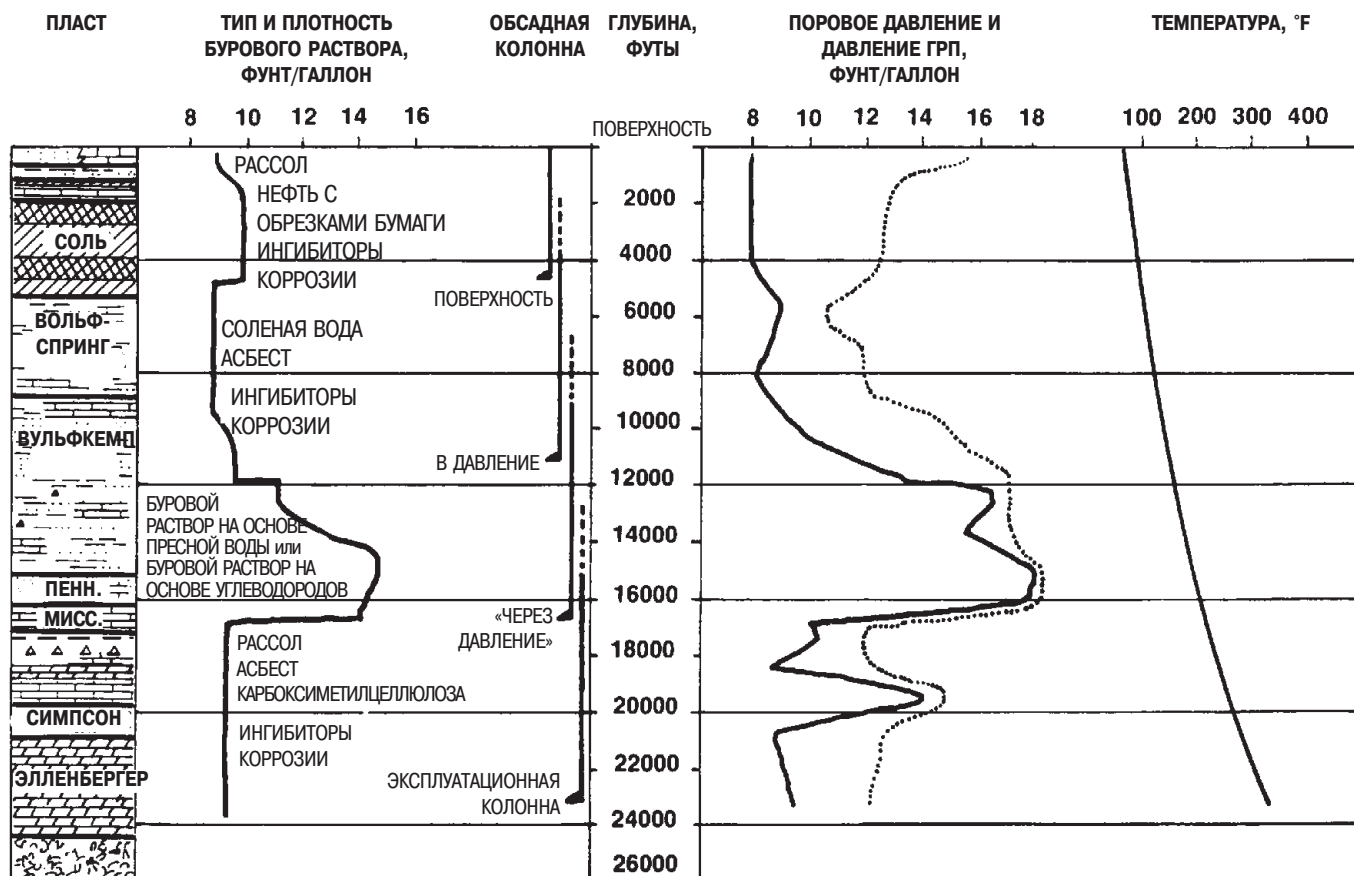


Рис. 2 — Представительная программа по глубоким скважинам Делавэрского бассейна, западный Техас.

«С точки зрения механики представляется невозможным, чтобы горизонтальные трещины образовывались в относительно недеформированных породах под действием полных давлений нагнетания, которые значительно меньше полного давления перекрывающих пород.»

«В простых с геологической точки зрения и тектонически разгруженных зонах трещины в единственном поле должны быть не только вертикальными, они также должны иметь примерно то же направление, что и простираение.»

Тектонические напряжения возникают в результате деформации земной коры. Давление перекрывающих пород эквивалентно плотности бурового раствора примерно 19,2 фунта/галлон. Простираение — это направление горизонтальной линии в плоскости наклонной структуры. В предыдущей цитате по существу заявляется, что когда бы ни происходила потеря циркуляции в искусственно образованную трещину при эквиваленте давления бурового раствора менее 19,2 фунта/галлон, трещина будет вертикальной.

Сторонники того, что искусственно вызванные трещины могут быть горизонтальными, доказывают, что:<sup>4,5</sup>

(а) на ориентацию трещины влияют характеристики жидкости для гидроразрыва, как показано в Таблице I,<sup>4</sup> и (б) неоднородности в стволе скважины (Рис. 3<sup>5</sup>), с учетом которых возникает компонент давления бурового раствора, прилагаемый вертикально, который способствует горизонтальному растрескиванию.

Таблица I

Результаты, полученные при использовании различных материалов для гидроразрыва в кернах песчаника с прослойками сланца

Жидкость для гидроразрыва	Среднее давление гидроразрыва, psi	Процент кернов, в которых образовались вертикальные трещины (поперек плоскости напластования)
Сырая нефть .....	990	0
Вязкий светлый нефтепродукт (фильтрация * 20 куб. см) .....	1690	40
Углеводородный гель ...	780	10
Буровой раствор на углеводородной основе (фильтрация* 0 куб. см) .....	2000	65
Буровой раствор на углеводородной основе (фильтрация* 0 куб. см) + 25 фунтов/баррель молотой скорлупы грецких орехов .....	2600	90

\* Исследование фильтрационных свойств согласно API RP 29.



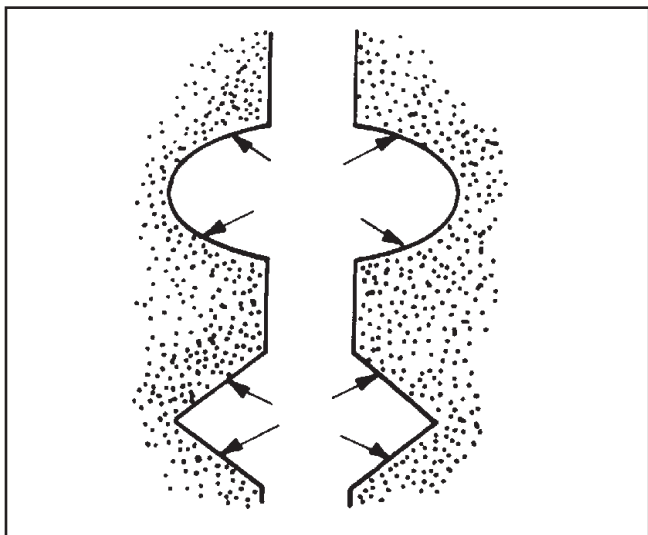


Рис. 3 — Неоднородности скважины, такие как надрезы и эллиптические расширения, вызывающие растрескивание.

Представленные в Таблице I данные позволяют предположить, что жидкости, не содержащие твердой фазы и материала для борьбы с поглощением бурового раствора, как правило, обеспечивают горизонтальные трещины, а «буровые растворы» — вертикальные трещины. Вероятность горизонтальной ориентации трещины повышается при наличии в стволе надрезов или эллиптических расширений.

На Рис. 4<sup>4</sup> показан керн, в котором в лабораторных условиях двумя различными методами были созданы вертикальные и горизонтальные трещины. Изображение поперечного сечения (внизу в центре) иллюстрирует трещину, образованную при гидроразрыве керна керосином под давлением 1100 psi изб. Хотя наружная поверхность керна не кажется преимущественно сланцевой, трещина возникла в сланцевой прослойке. Гидроразрыв верхней части керна под давлением 2700 psi изб. буровым раствором на углеводородной основе, содержащим молотую скорлупу грецких орехов, вызвал появление вертикальной трещины, которая показана.

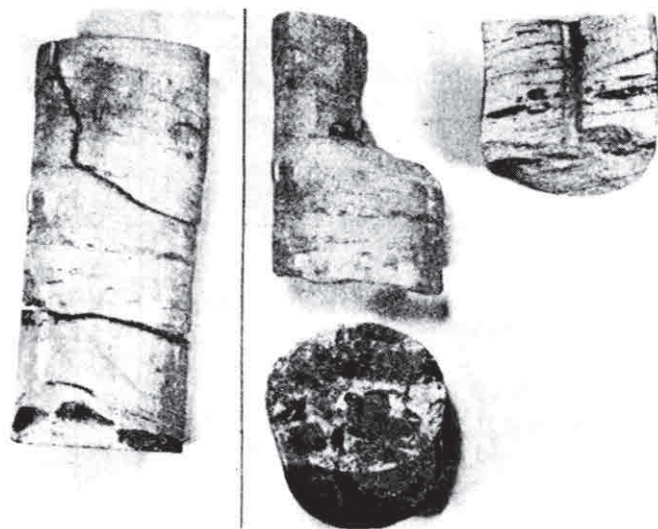


Рис. 4 — Керн из песчаника с прослойками сланца, имеющий вертикальную и горизонтальную трещины.

На основании фактов, представленных выше (а также других наблюдений), можно сделать следующие обоснованные выводы об ориентации искусственно вызванных трещин:

- (1) При бурении с промывкой буровым раствором скважины диаметром, близким к номинальному, искусственно вызванные трещины вероятнее всего будут вертикальными и будут возникать в породах с наименьшей прочностью сцепления.
- (2) В стволах скважин, содержащих участки диаметром выше номинального, трещины также могут развиваться в горизонтальном направлении, в частности, если участки диаметром выше номинального пересекают плоскости напластования.
- (3) При бурении с промывкой водой буровой раствор вероятнее всего поглощается проницаемыми зонами, чем искусственно вызванными трещинами.

Поглощение бурового раствора искусственно вызванными трещинами может происходить в пласте любого типа, будь то карбонатные породы, сланцы или песчаники.

Как уже упоминалось, искусственно вызванная трещина иногда «вылечивается», если подождать некоторое время после возникновения трещины. Влияние выдержки изучалось в полевых условиях. Были получены следующие результаты:

Период выдержки, часы	0	1	2	4	8
Давление в обсадной колонне, при котором пласт поглощал буровой раствор, psi	350	275	150	150	525

Улучшение, наблюдаемое по истечении 8 часов выдержки, является заметным. На практике выдержка дает эффект. Иногда она помогает настолько, что позволяет продолжить бурение при необходимой плотности бурового раствора, но иногда такого результата не наблюдается.

### 3. Скачки давления

В дополнение к гидростатическому давлению, вызываемому плотностью бурового раствора и длиной столба бурового раствора, происходят также изменения давления бурового давления на стенки ствола скважины вследствие перемещения труб, работы насоса и реологических параметров бурового раствора. Были разработаны эмпирические уравнения, на основе которых можно рассчитать скачки давления в результате манипуляций буровыми инструментами (см. параграф «ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ» в разделе «Реология»). В большинстве районов активного бурения имеются компьютерные программы для решения этих уравнений. Порядок величины скачков давления, которые можно ожидать в ходе буровых операций, описывается ниже.

#### Давления циркуляции

Трение между буровым раствором и стенками затрубного пространства вызывает противодавление по мере циркуляции бурового раствора вверх по затрубному пространству. Величина противодавления зависит от скорости циркуляции, размеров затрубного пространства и гидравлических свойств бурового раствора. На Рис. 5 и 6 представлены давления, дополняющие гидростатическое давление в результате циркуляции бурового раствора на углеводородной основе плотностью 17,5 фунта/галлон и на водной основе плотностью 14,2 фунта/галлон.<sup>6</sup> В каждом случае буровой раствор был надлежащим обра-

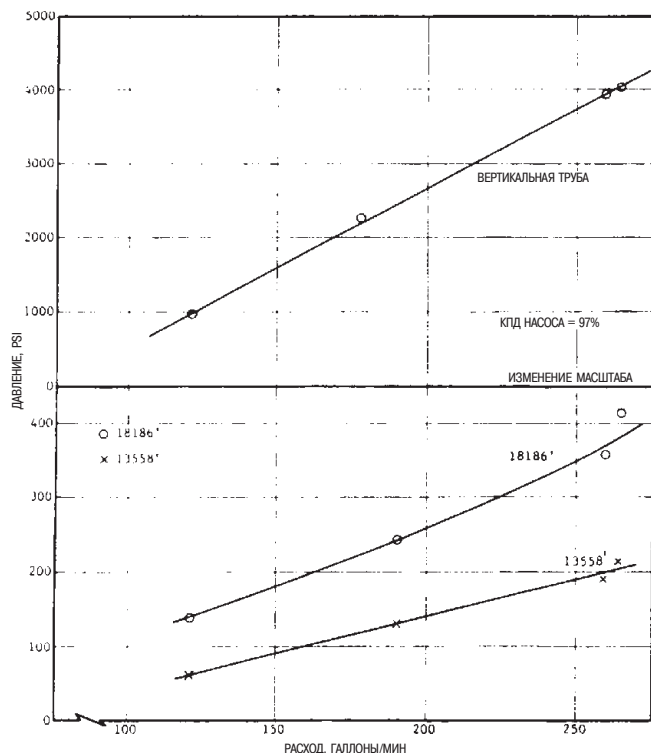


Рис. 5 — Измеренные давления (за вычетом гидростатического давления) в процессе циркуляции во время испытания 3 скважины в Миссисипи (буровой раствор на углеводородной основе плотностью 17,5 фунта/галлон; обсадная колонна 9-5/8 дюйма на глубине 15447 футов; хвостовик 7 дюймов на глубине 18500 футов).

зом обработан для бурения, а размеры бурильной колонны выбраны с учетом размеров обсадной колонны в скважине. Подробные данные о свойствах буровых растворов и размерах бурильных труб и УБТ приводятся в ссылке 6.

Как и ожидалось, при нагнетании через меньшие затрубные пространства возникают повышенные противодавления. Особое внимание следует обратить на значительное повышение противодавления при использовании бурового раствора на водной основе (Рис. 6) внутри хвостовика 5 дюймов при спуске колонны с 14560 футов на 15063 фута.

### Подъем и спуск бурильной трубы

Трещины, поглощающие буровой раствор, могут вызываться скачками давления, которые возникают при слишком быстром спуске бурильной трубы в

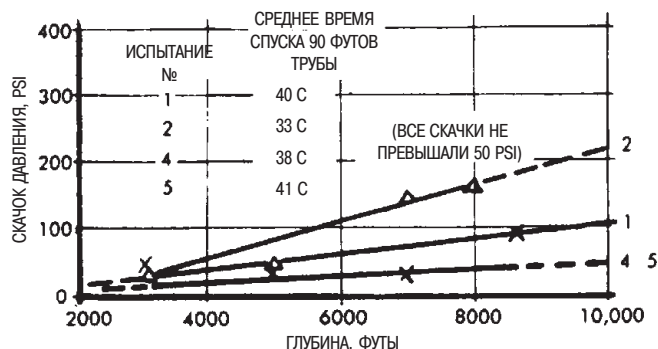


Рис. 7 — Скачки давления, возникающие при медленном спуске в скважину одной свечи бурильной трубы.

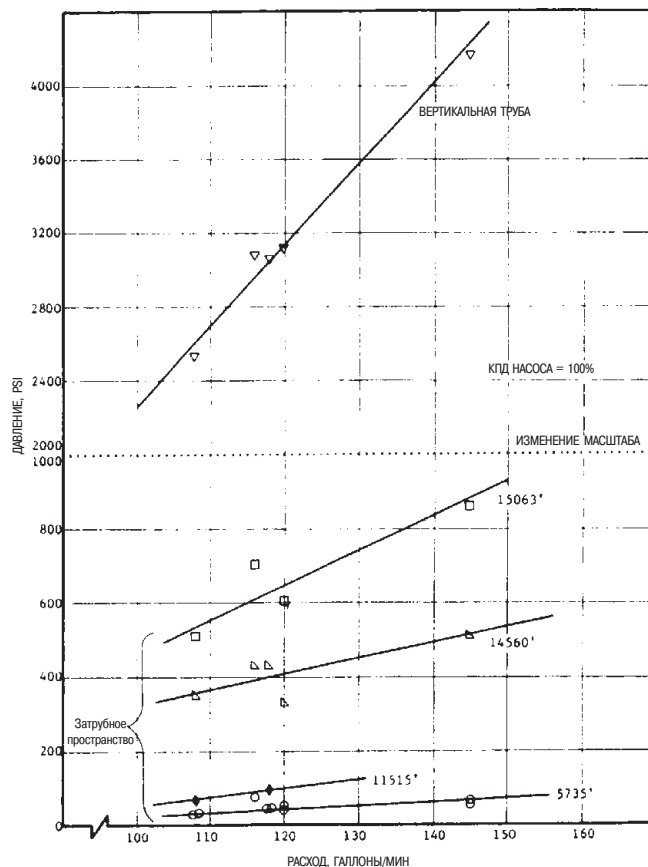


Рис. 6 — Измеренные давления (за вычетом гидростатического давления) в процессе циркуляции во время испытания 1 скважины в Юте (буровой раствор на водной основе плотностью 14,2 фунта/галлон; обсадная колонна 7 дюймов на глубине 12000 футов; хвостовик 5 дюймов на глубине 15270 футов).

скважину. Давления, которые могут возникать в результате спуска в скважину свечи (около 90 футов) бурильной трубы на низких скоростях, показаны на Рис. 7.<sup>7</sup> Обратите внимание, что на глубине 10000 футов давление выросло более чем на 100 psi при спуске трубы за 33 с вместо 40 с. В той же скважине возникали скачки давления порядка 6-800 psi, когда свечу спускали в скважину примерно за 15 с.

На Рис. 8 и 9<sup>6</sup> показаны скачки давления и давления свабирования (уменьшение давления при подъеме бурильной трубы) для тех же глубоких скважин и типов буровых растворов, для которых на Рис. 5 и 6 были приведены давления циркуляции. Максимальное давление при спуске трубы не обязательно совпадает с максимальной скоростью трубы. Максимальное давление часто возникает после полного прекращения движения трубы. Такая задержка, которая вызывается инерционными факторами, по-видимому, не оказывает существенного влияния на корреляцию между максимальной измеренной скоростью трубы и максимальным изменением давления.

### Материал для борьбы с поглощением бурового раствора в утяжеленном буровом растворе

Логично ожидать, что при введении в буровой раствор материала для борьбы с поглощением бурового раствора сопротивление потоку возрастет. В основном это справедливо для волокнистых и хлопьевидных материалов. Повышенное гидравлическое сопротивление больше свойственно буровому



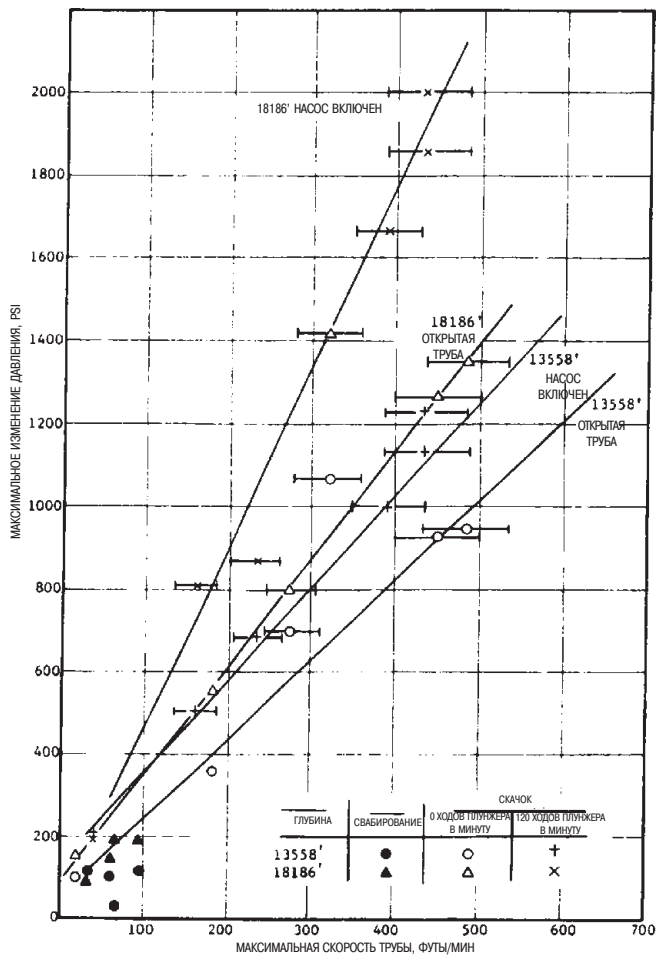


Рис. 8 — Максимальные давление сваблирования/скачки давления в зависимости от максимальной скорости трубы для испытания 3 скважины в Миссисипи (буровой раствор на углеводородной основе плотностью 17,5 фунта/галлон; обсадная колонна 9-5/8 дюйма на глубине 15447 футов; хвостовик 7 дюймов на глубине 18500 футов).

раствору с высоким содержанием твердой фазы, чем буровому раствору с низким содержанием твердой фазы. Давления сваблирования и скачки давления, которые могут возникать в результате введения материалов для борьбы с поглощением бурового раствора в утяжеленный буровой раствор, показаны на Рис. 10<sup>6</sup>. Особое внимание следует обратить на исключительно высокие скачки давления, которые наблюдались при прекращении циркуляции. Про обработку бурового раствора уже упоминалось. Надлежащее управление буровым насосом и бурильной колонной можно кратко описать в формате предписания автоводителям для экономии топлива: следует избегать повышенных скоростей, а также резких стартов и остановок. Разработаны количественные методики определения прочности пластов и последующего управления буровыми инструментами для предотвращения превышения прочности пласта. Эти методики могут быть весьма полезными для борьбы с поглощением бурового раствора.<sup>22</sup>

### III. БОРЬБА С ПОТЕРЕЙ ЦИРКУЛЯЦИИ

#### 1. Материалы для борьбы с поглощением бурового раствора

Исторически для борьбы с поглощением бурового раствора использовались самые разнообразные

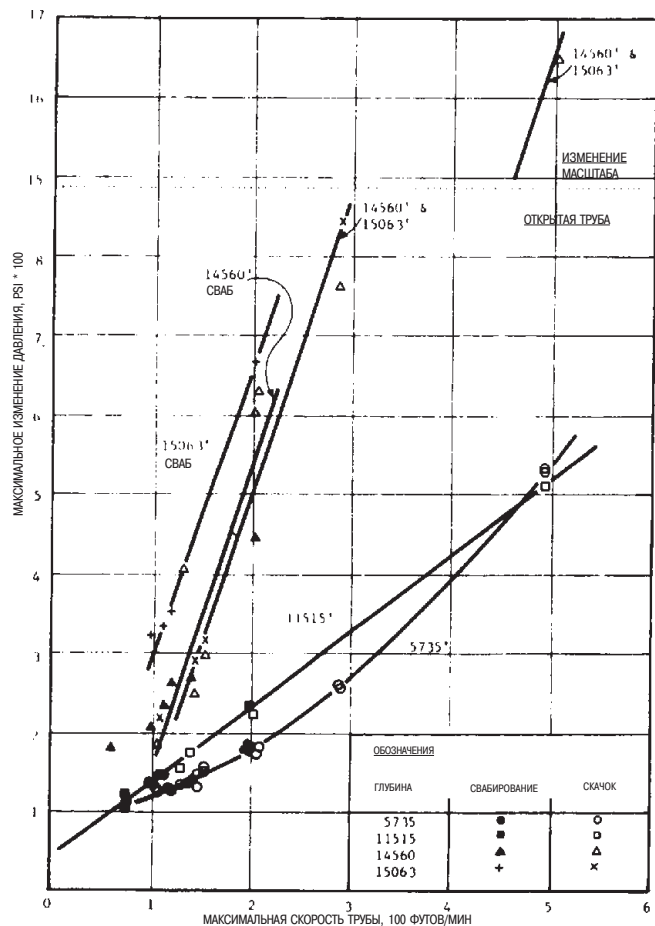


Рис. 9 — Максимальные давление сваблирования/скачки давления в зависимости от максимальной скорости трубы для испытания 1 скважины в Юте (буровой раствор на водной основе плотностью 14,2 фунта/галлон; обсадная колонна 7 дюймов на глубине 12000 футов; хвостовик 5 дюймов на глубине 15270 футов).

материалы. В различные моменты, возможно, применялись все материалы, имеющиеся в больших объемах и по умеренной цене. В целях классификации материалы для борьбы с поглощением бурового раствора можно разделить на волокна, хлопья, гранулы и смеси.

На выбор материала для борьбы с поглощением бурового раствора для использования в конкретной ситуации в некоторой степени влияют цена и наличие в конкретном районе бурения. Кожа семян хлопчатника, например, широко используется в районах, где выращивается хлопок, и бурение сопряжено с потерей циркуляции в проницаемые и кавернозные пласты. Древесные опилки применяются в районах, где производится древесина.

Оценка материала для борьбы с поглощением бурового раствора производится на основе испытаний для определения рабочих характеристик. При этом буровой раствор, содержащий материал для борьбы с поглощением бурового раствора, подается под давлением к смоделированному пласту. Производился сбор данных об эффективности изолирующего слоя, образующегося при различных концентрациях добавки, и об объеме бурового раствора, поглощенного перед вступлением в действие изолирующего слоя. Данные о сравнительной эффективности различных материалов для борьбы с поглощением бу-

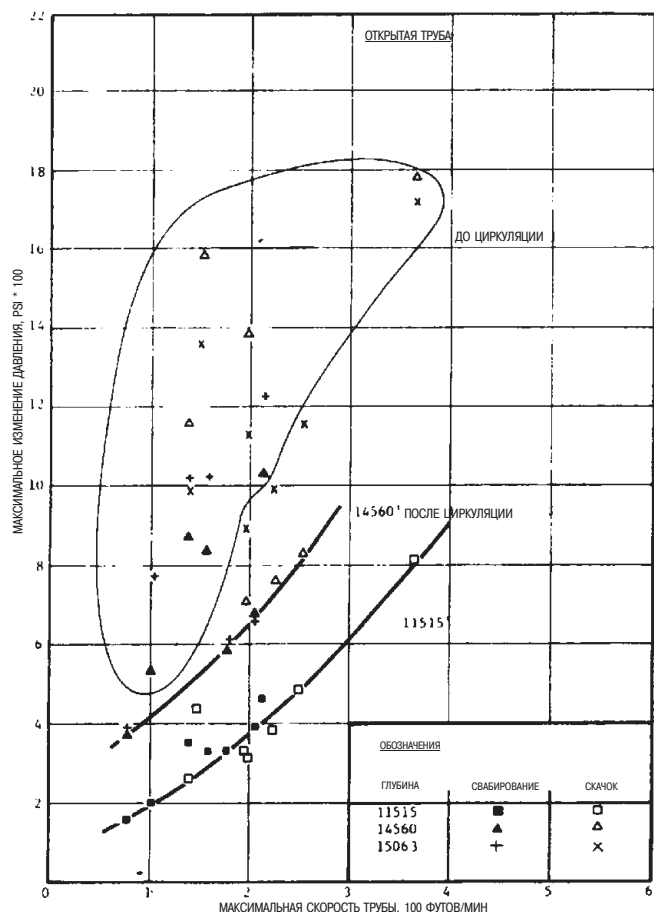


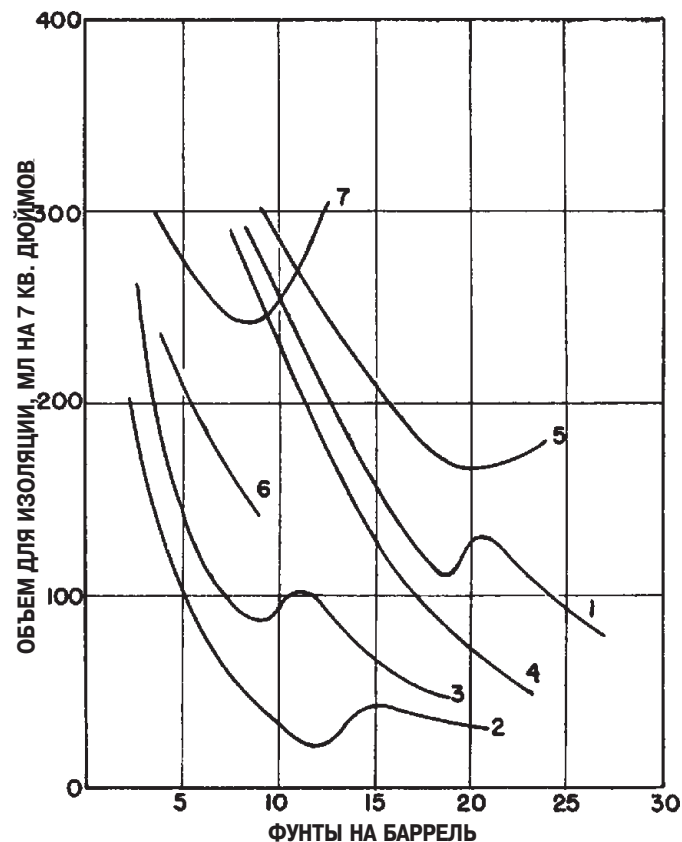
Рис. 10 — Максимальные давления свабирования/скачки давления в зависимости от максимальной скорости трубы для испытания 2 скважины в Юте (буровой раствор на водной основе плотностью 14,2 фунта/галлон; обсадная колонна 7 дюймов на глубине 12000 футов; хвостовик 5 дюймов на глубине 15270 футов).

рового раствора в части закупоривания проницаемого пласта при низком перепаде давления приведены на Рис. 11.<sup>8</sup> Было обнаружено, что волокна и хлопья эффективно прекращают поглощение в пласт этого типа (высокопроницаемый); и материалы FIBERTEX®, HY-SEAL и JELFLAKE® широко применяются на промыслах для борьбы с такого рода поглощением.

Эффективность различных материалов для борьбы с поглощением бурового раствора в части закупоривания трещин проиллюстрирована на Рис. 12.<sup>5</sup>



Рис. 12 — Влияние концентрации материалов для борьбы с поглощением бурового раствора при закупоривании трещин.



Изменение объема для изоляции в зависимости от концентрации, перепад давления 100 psi на слое свинцовой дроби

Рис. 11

- |  |                               |
|--|-------------------------------|
| (1) Слюда  | (5) Ореховая скорлупа         |
| (2) Целлофан                                       | (6) Рубленые птичьи перья     |
| (3) Перлит   | (7) Смесь текстильных волокон |
| (4) Сухие измельченные волокна сахарного тростника |                               |

Это испытание предусматривало прокачивание бурового раствора, содержащего контролируемые концентрации материалов для борьбы с поглощением бурового раствора через щель заданных размеров до создания изолирующего слоя, способного выдержать перепад давления 1000 psi. Поскольку высокие давления могут вызывать растрескивание, предусматривалось испытание при высоком давлении. Испытания показали, что гранулированные материалы эффективнее закупоривают трещины при высоком давлении, чем волокна или хлопья, и что ширина трещины, которую можно закупорить, зависит от концентрации и типа закупоривающего материала. Соответственно материал WALL-NUT™ обычно используется для борьбы с поглощением утяжеленного бурового раствора, поскольку утяжеленный буровой раствор склонен вызывать растрескивание пласта.

Материал общего назначения для борьбы с поглощением бурового раствора должен отвечать следующим критериям:

1. Должен содержать высокопрочные гранулы с определенным распределением по размерам.
2. Должен образовывать изолирующий слой при высоком и низком перепадах давления и
3. Должен одинаково эффективно закупоривать рыхлые пласты и трещины или каверны в прочных пластах.

Таблица II Различные концентрации смешанных закупоривающих материалов

Концентрация, фунты/барр.	Стационарная щель		Слой мрамора		Слой дробь ВВ	
	Макс. ширина закупоренной щели, дюймы	Закачанный объем при 1000 psi	Закачанный объем при 1000 psi	Закупо- ривание	Закачанный объем при 1000 psi	Закупо- ривание
10	0,10	500	весь	нет	1700	да
20	0,13	250	1900	да	2050	да
30	0,16	400	1700	да	800	да
40	0,20	300	1700	да	1800	да

На основе этих критериев в конце 1960-х годов была начата программа испытаний.<sup>9</sup> Было обнаружено, что ближе всего к удовлетворению указанных рабочих требований подходит смесь волокон, хлопьев и гранул. Полученный материал был назван KWIK-SEAL®. Данные испытаний представлены в Таблице II. Результаты позволяют предположить, что оптимальная концентрация для закупоривания в наиболее сложных условиях составляет от 30 до 40 фунтов/барр.

Таблица III

Закупоривающий материал  
с высокой скоростью фильтрации

	10	14	18
Материалы, на 1 барр.	фунтов/ галлон	фунтов/ галлон	фунтов/ галлон
Пресная вода, барр.	0,95	0,80	0,60
Известняк, фунты	0,5	0,5	0,5
ZEOGEL, фунты	12	10	8
BAROID, фунты	72	294	524
Материал для борьбы с поглощением бурового раствора, фунты	20-60	20-60	20-40

Примечание: если вода является соленой, от известняка можно отказаться.

## 2. Закупоривающие материалы

Использование закупоривающих материалов для борьбы с поглощением бурового раствора зависит от наличия плотно упакованной и сильно дегидратированной твердой фазы, которая должна обеспечить требуемое закупоривание. Этот подход к борьбе с поглощением бурового раствора можно использовать в районах бурения, находящихся под высоким<sup>10,11</sup> или нормальным давлением.<sup>12</sup> Основные рецептуры закупоривающих материалов приводятся в Таблице III. Более точная рецептура указана в Таблице IV. В пределах этой основной рецептуры возможны значительные вариации, а именно:

- (а) вместо ZEOGEL® можно использовать FLOSAL® или HY-SEAL (в надлежащей концентрации);
- (б) BAROID® можно заменить известняком (или иным материалом низкой плотности) (в случае известняка максимальная плотность суспензии составит 14 фунтов/галлон).
- (с) материал для борьбы с поглощением бурового раствора в основном должен быть гранулированным при бурении с промывкой утяжеленным буро-

вым раствором и в основном должен быть волокнистым и хлопьевидным при бурении с промывкой буровым раствором низкой плотности.

Закупоривающие материалы можно также применять вместе с нефтью в качестве постоянной фазы для использования при бурении с промывкой буровым раствором на углеводородной основе. Рецептúra приведена в Таблице V. В этой рецептуре BAROID также можно заменить известняком.

Таблица IV

Закупоривающий материал с высоким  
содержанием твердой фазы

Плотность, фунты/ галлон	DIASEAL M®, фунты	BAROID, фунты	Пресная вода, барр.
9	50	0	0,87
10	50	60	0,84
11	47	120	0,80
12	42	180	0,77
13	38	230	0,74
14	34	290	0,70
15	31	350	0,67
16	28	400	0,63
17	25	460	0,60
18	22	520	0,56
19	17	580	0,52

Примечания:

1. Вода может быть пресной или соленой.
2. При использовании вышеуказанных рецептов получается 1 баррель суспензии.
3. В случае добавления материала для борьбы с поглощением бурового раствора необходимо провести опробование.

Таблица V

Закупоривающий материал — буровой раствор  
на углеводородной основе

Дизельное топливо, барр. ....	0,6
PETROTONE®, барр. ....	3
TRIMULSO®, фунты ....	1
Материал для борьбы с поглощением бурового раствора, фунты .....	10-15
BAROID, фунты .....	540

Получается 1 баррель суспензии плотностью 18 фунтов/галлон.

Идеальной целью метода размещения является за-  
давливание суспензии в зону поглощения и поддер-  
жание давления задавливания в течение нескольких  
часов перед тем, как попытаться устроить циркуля-  
цию. Во многих случаях давление задавливания обес-  
печить не удастся, и эта цель не достигается. Объем  
суспензии для использования в конкретной операции  
может составлять от 50 до 200 баррелей в зависимости  
от объема необсаженного ствола в скважине.

### 3. Ганк-смеси

Для борьбы с поглощением бурового раствора  
предлагались самые разнообразные материалы и ре-  
цептуры, которые можно закачать с поверхности, и  
которые развивают сопротивление сдвигу при зака-  
чивании в нужное место скважины. Большинство из  
них когда-либо опробовалось. Выражения, исполь-  
зуемые для описания закупоривающих смесей, даже  
в какой-то степени унифицировались. Говорят, что  
закупоривающая смесь образует «высокоэластич-  
ный гель» или «мастичную консистенцию» и «ды-  
шит» при воздействии переменных давлений на ес-  
тественные и искусственно вызванные трещины  
пласта. Закупоривающие смеси как класс получили  
общее наименование «ганк». Этот подход к борьбе с  
поглощением бурового раствора принес много ус-  
пехов и неудач.

В одной из различных закупоривающих смесей  
такого рода, которая продержалась десятки лет, ве-  
роятно, из-за сочетания рабочих свойств и цены, в  
качестве основы используются бентонит и дизель-  
ное топливо.<sup>13</sup> Для применения в особых случаях к  
ним добавляются материалы для борьбы с поглоще-  
нием бурового раствора, цемент и полимеры. Реко-  
мендуемые смеси описываются в Таблице VI<sup>14</sup>, где:

Таблица VI

#### Рекомендуемые смеси

Отношение бурового раствора к DOB и бурового  
раствора к DOBC, которое позволяет получить  
пригодные для перекачки M-DOB и M-DOBC с  
сопротивлением сдвигу 5 psi.

Тип закупоривающей смеси	Рекомендуемое отношение
Системы буровой раствор – DOB* (M-DOB)	
Вода: DOB .....	1,2:1
Вода + FCL:DOB .....	1:1
Буровой раствор	
10,2 фунта/галлон: DOB .....	1:1,2
Буровой раствор	
17 фунтов/галлон: DOB .....	2:1
Насыщенная соленая вода: DOB ...	1:2,33
Системы буровой раствор – DOBC** (M-DOBC)	
Вода: DOBC .....	1:3
Вода + FCL:DOBC .....	1:3
Буровой раствор	
10,2 фунта/галлон: DOBC .....	1:1,86
Буровой раствор	
17 фунтов/галлон: DOBC .....	1:1,35

\* Подготавливается добавлением 400 фунтов бентонита к  
1 баррелю дизельного топлива.

\*\* Подготавливается добавлением 200 фунтов бентонита и  
200 фунтов цемента к 1 баррелю дизельного топлива.

DOB — смесь дизельного топлива и бентонита,

M-DOB — смесь бурового раствора, дизельного топ-  
лива и бентонита,

DOBC — смесь дизельного топлива, бентонита и це-  
мента, и

M-DOBC — смесь бурового раствора, дизельного то-  
плива, бентонита и цемента.

Конкретные аспекты размещения в скважине не-  
обходимо планировать для данной операции. В це-  
лом, дизельное топливо используется в качестве бу-  
фера между закупоривающей смесью и буровым рас-  
твором или водой. Суспензию DOB или DOBC зака-  
чивают на дно буровой трубы (которая устанавли-  
вается несколько выше зоны поглощения или у низа  
последней обсадной трубы), плашки закрываются, и  
в пласт задавливаются закупоривающая смесь, а за-  
тем вода, или же буровой раствор закачивается из за-  
трубного пространства по мере закачивания закупоривающей смеси из буровой трубы и задавлива-  
ния смеси в пласт (отношения см. в Таблице VI). Оче-  
видно, что в рецептуре закупоривающей смеси часть  
бентонита можно (и это применяется) заменить раз-  
личными полимерами в надежде на то, что таким об-  
разом удастся повысить «эластичность» геля и «ды-  
хательную способность» закупоривающей смеси.

В случае потери циркуляции в процессе бурения с  
промывкой буровым раствором на углеводородной  
основе можно применять закупоривающий материал  
с высокой скоростью фильтрации того же типа с ис-  
пользованием воды как постоянной жидкости, и заме-  
нив бентонит на GELTONE® в качестве важнейшей  
твердой фазы суспензии. При смачивании GELTONE  
нефтью суспензия приобретает высокое сопротивле-  
ние сдвигу. Рецептуры утяжеленных и неутяжеленных  
суспензий приводятся в Таблице VII.

Таблица VII

#### Закупоривающий материал на основе воды и Geltone для бурового раствора на углеводородной основе

	Неутяже- ленный	18 фунтов/ галлон
Вода, барр.	0,72	0,54
Q-BROXIN, фунты	3,5	2,5
Каустическая сода, фунты	1,5	1,4
GELTONE, фунты	250	100
BAROID, фунты	—	540

Примечания:

1. Вышеприведенная рецептура позволяет получить  
1 баррель.
2. Если BAROID® заменяется на TRIPWATE, то необходимо  
использовать 150 фунтов GELTONE и 0,57 барреля воды.

### 4. Другие методы борьбы с поглощением бурового раствора

Проблемы потери циркуляции, достаточно серь-  
езные, чтобы воспрепятствовать бурению на необ-  
ходимую глубину с промывкой буровым раствором,  
возникают довольно часто, особенно в трещинова-  
тых и кавернозных пластах. В некоторых случаях  
зону поглощения можно пройти инструментами для  
ударно-канатного бурения и впоследствии укрепить  
обсадными трубами. Зоны такого рода часто можно  
пройти бурением без выхода бурового раствора, при  
котором вода закачивается вниз по буровой трубе



шение проблемы путем понижения гидростатического напора бурового раствора. Нижние пределы плотности бурового раствора указаны на Рис. 13.<sup>15</sup> Кроме того, успешно используются отчасти механические средства понижения гидростатического давления. В качестве примера можно привести пенообразный материал с противодавлением, показанный на Рис. 13.

Подача воздуха в поток бурового раствора является простым и очевидным подходом к понижению плотности бурового раствора, но данный метод может быть сопряжен с серьезными проблемами. В-первых, с точки зрения контроля собственно над циркулирующей системой поток азированного бу-

ПОДАЧА ПРОТИВОВАДЛЕНИЯ

ОБРАТНЫЙ КЛАПАН БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

НЕБОЛЬШОЙ ПРИТОК

ЗОНА ОБИЛНЫХ ВОД

ОБРАТНЫЙ КЛАПАН ДОЛОТА

ЗОНА СЛАБОГО ПОГЛОЩЕНИЯ

ЗОНА СИЛЬНОГО ПОГЛОЩЕНИЯ

СБАЛАНСИРОВАННАЯ СИСТЕМА ЦИРКУЛЯЦИИ

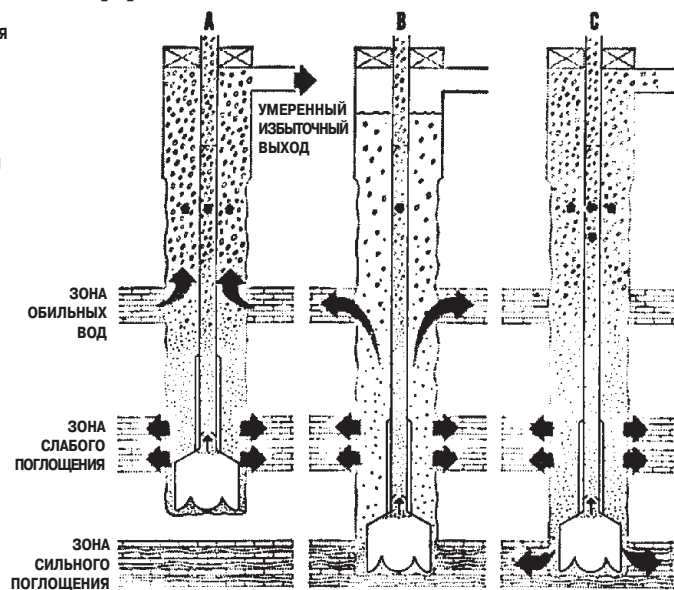
УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОТИВОВАДЛЕНИЯ

СБАЛАНСИРОВАННАЯ СИСТЕМА ЦИРКУЛЯЦИИ

рового раствора трудно поддерживать в стабильном состоянии. Захваченный воздух стремится вызывать выбросы в выкидной линии, и при этом меняется давление, оказываемое буровым раствором на стенки скважины. При высокой скорости проходки трудно оценить глубину, с которой поступают образцы шлама, ввиду нестабильного расхода в затрубном пространстве. Кроме того, аэрирование усиливает коррозионную активность бурового раствора. Если к кислороду воздуха добавляются сернистые газы из пласта, это может привести к выходу из строя бурильной трубы.

Однако, несмотря на проблемы, бурение с промывкой азириванным буровым раствором успешно применяется в районах, где наблюдаются экстремальные проблемы с потерей циркуляции. Разработано наземное оборудование для ослабления выбросов. Умелое применение противодавления способствует ослаблению одновременного проявления выбросов, потери циркуляции и обрушения. В буровой раствор можно добавлять химикаты для подавления коррозии от кислорода и других агрессивных веществ, которые могут поступать из скважины.

Как показано на Рис. 13, гидростатическое давление, обеспечиваемое стабильной пеной, эквивалентно плотности бурового раствора от 1 до 3 фунтов/галлон. Если условия в скважине позволяют применять буровой раствор плотностью из этого диапазона,



12



пена оказывается весьма эффективной. Циркуляционная система гораздо стабильнее при использовании пены, чем аэрированного бурового раствора. Крупный шлам может выноситься из скважины вместе с пеной при низкой скорости в затрубном пространстве. Для пены можно предусмотреть некоторую способность стабилизации сланца с использованием раствора хлорида калия и подходящего пенообразующего средства в составе пенообразующей суспензии. Основная рецептура такой суспензии приведена в Таблице VIII. В эту рецептуру можно добавлять многие полимеры, обычно используемые в буровых растворах, что позволяет повышать качество пены.

Таблица VIII

Рецептура приготовления стабильной пены для бурения сланца

Вода (пресная), барр.	0,75
Каустическая сода, фунты	0,25
Хлорид натрия, фунты	10,5
AQUAGEL® (предварительно гидратированный), фунты	7,5
SURFLO™ S-36, % по объему	1,0

Получается 1 баррель суспензии.

С учетом диапазона плотности стабильной пены ее рационально применять при бурении, когда не удается поддерживать циркуляцию с использованием

Две скважины месторождения Кух-э-Риг

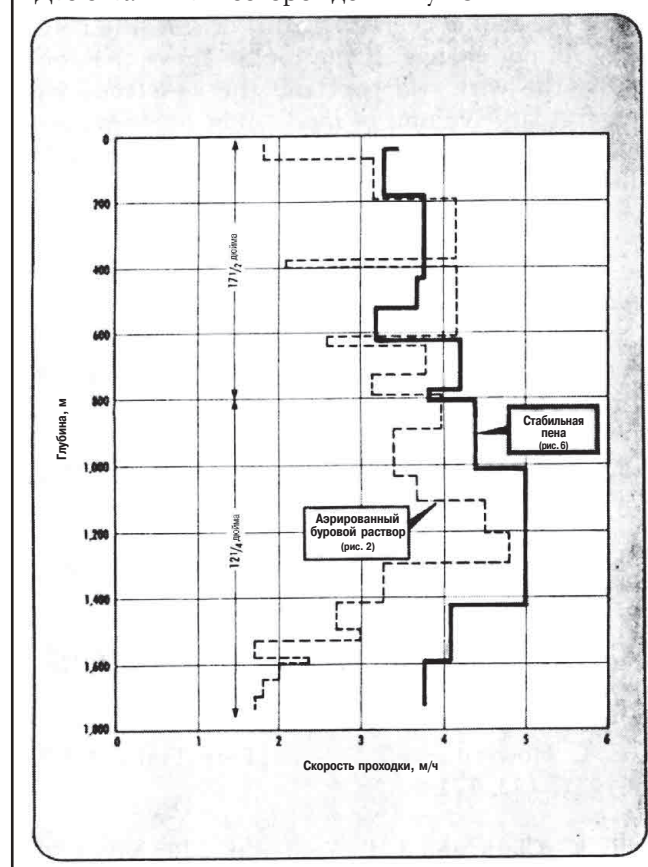
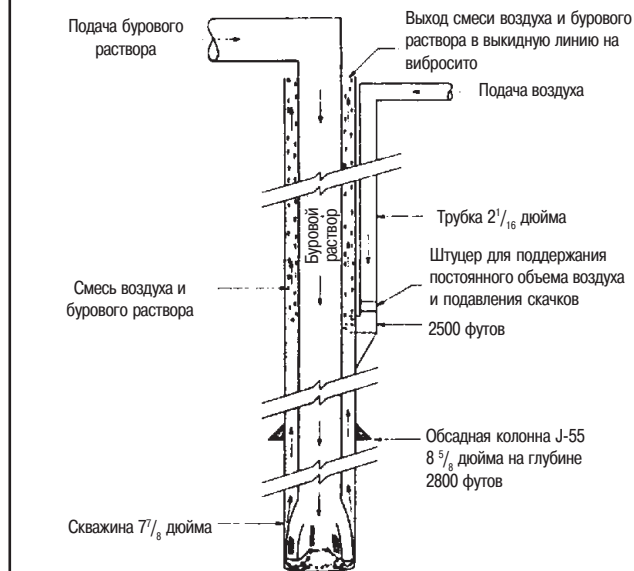


Рис. 16 — Скорость проходки с использованием пены и аэрированного бурового раствора.

Схема работы паразитной колонны

Рис. 17



жидкости. Успешное применение пены для решения серьезных проблем с потерей циркуляции в Австралии и Ираке описывается в ссылках 17 и 18. В дополнение к содействию решению проблемы потери циркуляции использование пены позволило значительно ускорить бурение по сравнению с аэрированным раствором, как показано на Рис. 16.<sup>17</sup>

### Механические методы понижения давления бурового раствора

Гидростатический напор бурового раствора линейно зависит от длины столба бурового раствора. Если фактически удастся сократить длину столба бурового раствора при данной глубине скважины, то вероятность поглощения бурового раствора соответственно понизится. Были сконструированы механические приспособления для достижения этой цели, которые успешно используются.

Простой и рациональный подход к решению данной задачи проиллюстрирован на Рис. 17.<sup>19</sup> При установке обсадной колонны к ее наружной поверхности на заданной глубине прикрепляется трубка. По мере бурения через нее в затрубное пространство подается воздух в объеме, достаточном для понижения давления бурового раствора на зону поглощения в степени, достаточной для предотвращения поглощения бурового раствора. Представим, например, что потеря циркуляции произошла на проектной глубине 5000 футов, и ее нельзя восстановить с помощью бурового раствора плотностью 8,6 фунта/галлон. Гидростатическое давление на забое составит 2236 psi. Если на глубине 2500 футов подавать достаточное количество воздуха для снижения плотности бурового раствора до 4 фунтов/галлон в интервале от этой глубины до поверхности, то давление бурового раствора на отметке 5000 футов составит 1638 psi. Таким образом, давление бурового раствора должно уменьшиться до эквивалента плотности бурового раствора 6,3 фунта/галлон на глубине 5000 футов, 5,7 фунта/галлон на глубине 4000 футов и 4,8 фунта/галлон на глубине 3000 футов.

Та же задача решалась путем работы через концентрическую бурильную трубу вместо подачи через обсадную колонну.<sup>20</sup> Этот метод успешно применяется на глубинах порядка 15000 футов.<sup>21</sup>

#### IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ЗОНЫ ПОГЛОЩЕНИЯ

Степень, в которой можно повысить плотность бурового раствора перед началом потери циркуляции, показана на Рис. 18.<sup>7</sup> В общем, чем глубже устанавливается обсадная колонна, тем больше возможность увеличить плотность бурового раствора без риска поглощения. Из этого можно сделать очевидный вывод, что, если поглощение происходит на длинном интервале необсаженной скважины, то зона поглощения вероятнее всего будет находиться около последнего башмака обсадной колонны, чем глубже в скважине. Однако следует обратить внимание на разброс данных на Рис. 18, и можно предположить, что кавернозные пласты составляют исключение из только что сделанного вывода.

Гидростатическое давление, которое может выдержать пласт, будет измеряться по расстоянию от поверхности, на которое опускается столб бурового раствора данной плотности, прежде чем прекратится отток в пласт. Указанное расстояние можно измерить, подсчитав число ходов плунжера насоса, требуемое для заполнения бурильной трубы, а затем выполнив требуемые расчеты на основе известной

емкости трубы. В некоторых районах имеются компьютерные программы, где в качестве исходных используются данные, полученные на поверхности, и производятся расчеты, которые помогают при анализе проблемы потери циркуляции.

Существует несколько методов определения глубины, на которой происходит поглощение бурового раствора пластом. На практике эти средства используются нечасто. Ниже кратко описываются некоторые существующие методы.

##### Радиоактивные индикаторы

Сначала снимается диаграмма гамма-каротажа. Затем порция радиоактивного материала закачивается над предполагаемой зоной поглощения и задерживается в пласт. Снимается вторая диаграмма гамма-каротажа. Глубину поглощения можно выявить по внезапному увеличению радиоактивности.

Этот метод является точным, но требует дорогостоящего оборудования, а также сознательной потери бурового раствора.

##### Температурный каротаж

Сначала температурный каротаж проводится для определения градиента скважины. Затем в скважину закачивается некоторое количество бурового раствора, и снимается вторая диаграмма температурного каротажа. Зона поглощения определяется по довольно резкому изменению разницы между двумя диаграммами.

##### Каротаж с термоэлементом

В скважину помещается прибор с элементом, сопротивление которого меняется в зависимости от температуры, и измеряется сопротивление. Затем в скважину закачивается буровой раствор. Если прибор находится ниже зоны поглощения, то сопротивление не меняется. Если он находится выше зоны поглощения, то термоэлемент охладится, и сопротивление изменится. Можно прокачать большое количество бурового раствора при одновременном тщательном определении глубины поглощения по данному методу.

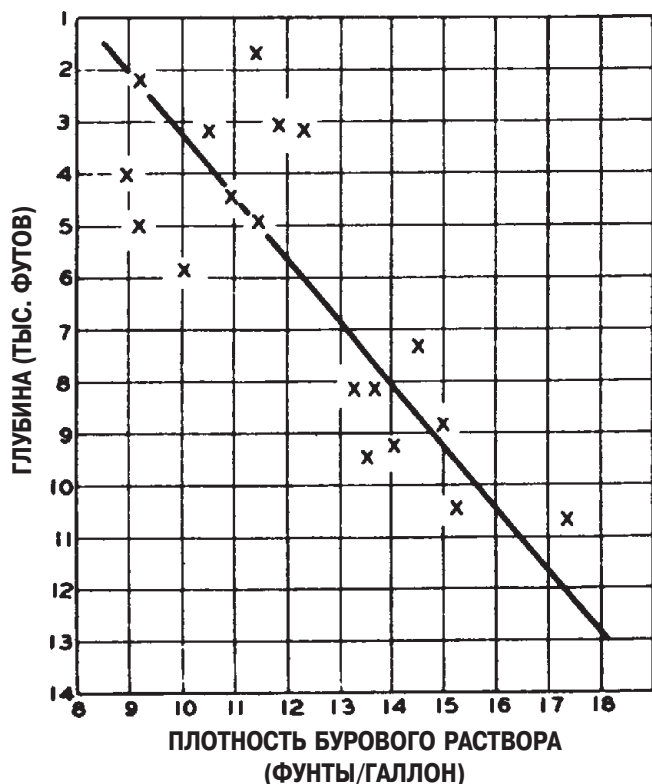


Рис. 18 — Плотность бурового раствора и точки поглощения в ряде скважин на побережье Мексиканского залива

##### Ссылки

1. W. R. Matthews and John Kelly, OGJ, Feb. 20, 1967, 92-106.
2. G. R. Gray and N. K. Tschirley, Proc. IX. Wld. Petr. Congress (1975) Toyko
3. M. K. Hubbert and D. G. Willis, JPT, July 1957, 153-163.
4. J. J. Reynolds, P. E. Bocquet, R. C. Clark, Jr., Drilling and Prod. Prac. (1954), 206.
5. G. C. Howard and P. P. Scott, Petr. Trans. AIME (1951) 792, 171-182.
6. R. K. Clark and J. E. Fontenot, SPE No. 4970 (Oct. 1974), Houston, Tx.

7. W. C. Coins, et al, Drill. Prod. Prac. (1951), 125.
8. R. J. White, API Paper No. 801-32D (1956), Los Angeles, Ca.
9. J. L. Lummus, Petr. Engr., Nov. 1967, 69-73.
10. D. R. Ruffm, OGJ, Oct. 28, 1957, 96-7.
11. T. F. Moore, C. A. Kinney and W. J. McGuire, OGJ, April 1, 1963, 105-110.
12. E. McGhee, OGJ, Jan. 7, 1963, 110-13.
13. D. D. Dawson and W. C. Coins, Wld. Oil, Oct. 1953, 222-233.
14. J. U. Messenger, OGJ, June 18, 1973, 57-64.
15. S. O. Hutchison and G. W. Anderson, Wld. Oil, Oct. 1974, 83-94.
16. A. H. G. Pinks, Wld. Oil, Aug. 1, 1965, 71-76.
17. O. Garavini, G. Radenti, A. Sala, OGJ, Aug. 16, 1971, 82-91.
18. W. S. Shields, Petr. Engr., June 1970, 84-92.
19. J. W. Murray, OGJ, May 27, 1968, 87-90.
20. R. A. Bobo, OGJ, Apr. 29, 1968, 64-69.
21. J. F. Binkley, Wld. Oil, June 1968, 64-68.
22. L. A. Carlton and M. E. Chenevert, SPE Paper No. 4972, (1974) New Orleans.

HY-SEAL, LEATHER-SEAL, SURFLO и WALL-NUT являются торговыми знаками Baroid Division NL Industries, Inc. AQUAGEL, BAROID, FIBERTEX, GELTONE, PETROSTONE, TRIMULSO, TRIPWATE и ZEOGEL являются зарегистрированными торговыми знаками Baroid Division NL Industries, Inc. DIASEAL M, FLOSAL и JELFLAKE являются зарегистрированными торговыми знаками Dow Chemical Co., Inc. KWIK-SEAL является зарегистрированным торговым знаком Rotary Drilling Services Co. Q-BROXIN является зарегистрированным торговым знаком Georgia-Pacific Corp.