

**РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

НЕСТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ



Буровые растворы Baroid

РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

НЕСТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

СОДЕРЖАНИЕ

НЕСТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

ВВЕДЕНИЕ	3
ПРИЧИНЫ НЕСТАБИЛЬНОСТИ СЛАНЦЕВ	4
МЕХАНИЗМЫ ГИДРАТАЦИИ СЛАНЦА	6
ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ СЛАНЦА	7
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПРЕСНОЙ ВОДЫ	8
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ОБРАБОТАННЫЕ NaCl	9
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ОБРАБОТАННЫЕ KCl	10
КАЛИЕВЫЕ СИСТЕМЫ	11
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ INVERMUL	11
СТАБИЛЬНОСТЬ СЛАНЦА ПРИ БУРЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСТОЙ ВОДЫ	12
ПОРЯДОК ИСПЫТАНИЙ	12
СТАБИЛЬНОСТЬ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСТВОРОВ МИНИМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ	13
СТАБИЛЬНОСТЬ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЛЯНЫХ РАСТВОРОВ БОЛЕЕ ВЫСОКОЙ ПЛОТНОСТИ	14
ДИАГНОСТИКА НЕСТАБИЛЬНОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	15
СТАБИЛИЗАЦИЯ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ С РЕГУЛИРУЕМОЙ СОЛЕННОСТЬЮ	16
МЕХАНИЗМ КОНТРОЛЯ НАД ГИДРАТАЦИЕЙ СЛАНЦА	16
ТРЕБОВАНИЯ К СОЛЕННОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	16
ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ	17
СТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СОЛЕПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	18
МЕХАНИЗМ СТАБИЛИЗАЦИИ СЛАНЦА	18
ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ	18
СТАБИЛИЗАЦИЯ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОН/К-LIG	19
ПРИМЕНЕНИЕ ИОНА КАЛИЯ	20
ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ О ПРИМЕНЕНИИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА КАЛИЕВОЙ ОСНОВЕ	22

ВНИМАНИЕ: Информация и данные, содержащиеся в настоящем руководстве компании Varoid, были тщательно подготовлены и рассмотрены. Однако следует иметь в виду, что имеется много различных условий в скважине, о которых Varoid не знает, и которые не зависят от Varoid. Поэтому информация и данные, а также все интерпретации и (или) рекомендации, представленные в связи с ними, предлагаются только в качестве общего ориентира для рассмотрения, изучения и проверки читателями. Не дается гарантий любого рода, как явно выраженных, так и подразумеваемых, в связи с информацией и данными, а также любыми интерпретациями и (или) рекомендациями, основанными на указанных информации и данных. С учетом вышесказанного любой потребитель такой информации и данных, интерпретаций и (или) рекомендаций соглашается выплачивать возмещение и оберегать Varoid Corporation от любых претензий и исков о выплате возмещения за убытки, ущерб, смерть или телесные повреждения в отношении физических лиц или имущества, включая, помимо прочего, претензии о возмещении косвенного ущерба, якобы основанного или вытекающего из использования такой информации и данных, интерпретаций и рекомендаций.

ВВЕДЕНИЕ

Из различных пород, через которые ведется проходка в процессе бурения скважины, наиболее подверженным нестабильности является *сланец*. Рыхлые пески, обычно встречающиеся на небольших глубинах, могут подвергаться эрозии под действием бурового раствора в турбулентном режиме. И песчаники, и карбонатные породы могут быть нестабильными под действием тектонических напряжений, или если гидростатическое давление бурового раствора ниже давления на флюиды в породах, в частности, когда проницаемость является низкой. Однако в случае со сланцами проблема нестабильности усугубляется необычными последствиями смачивания водой этой породы.

Сланцы — это по существу породы, которые содержат глину. Сланцевые породы образуются путем уплотнения осадков. В процессе захоронения осадков под действием постепенного отложения пластов в течение геологического времени из них выдавливается вода. Степень уплотнения осадков пропорциональна глубине погребения при условии, что вода способна свободно выходить в проницаемые слои. Более молодые осадки размягчаются и диспергируются при смешивании с водой. Более старые сланцы, уже прошедшие диагенез, могут оставаться твердыми и не так легко диспергируются водой. Термин «сланец» применяется к самым различным породам — от глин до литифицированных материалов, таких как аспидный сланец. Мягкие глины исключительно активно реагируют с водой, тогда как аспидные сланцы относительно инертны. Поскольку различные сланцы по-разному ведут себя после воздей-

ствия буровых растворов при проходке долотом, обычно сланцы классифицируют с тем, чтобы можно было рассматривать проблемы нестабильности в какой-то степени систематически. Эта классификация показана в Таблице I.¹

Количество глины, тип глины, глубина захоронения и количество воды в конкретном сланце — все это влияет на стабильность сланца. Количество глины в конкретном сланце зависит от состава сланцевых осадков в момент отложения. Тип глины в конкретном сланце зависит не только от состава осадков в момент отложения, но и от изменений, которые могли произойти в глине после захоронения.

С точки зрения влияния на стабильность ствола скважины глины можно разделить на две общие группы: *набухающие* и *ненабухающие*. Набухающие глины проявляют высокую степень разбухания при смачивании водой. Набухающие глины как группу называют *сметитами*. Монтмориллонит (бентонит) является сильно разбухающим представителем группы смектитов. Ненабухающей глиной, чаще всего встречающейся в сланцах, является иллит. Хлорит и каолинит являются ненабухающими глинами, также часто обнаруживаемыми в сланцах. Ненабухающие глины разбухают гораздо меньше, чем набухающие глины после смачивания водой. Степень набухания глин обоих типов значительно меняется в зависимости от типа и количества соли, растворенной в воде, которой смачивается глина.²

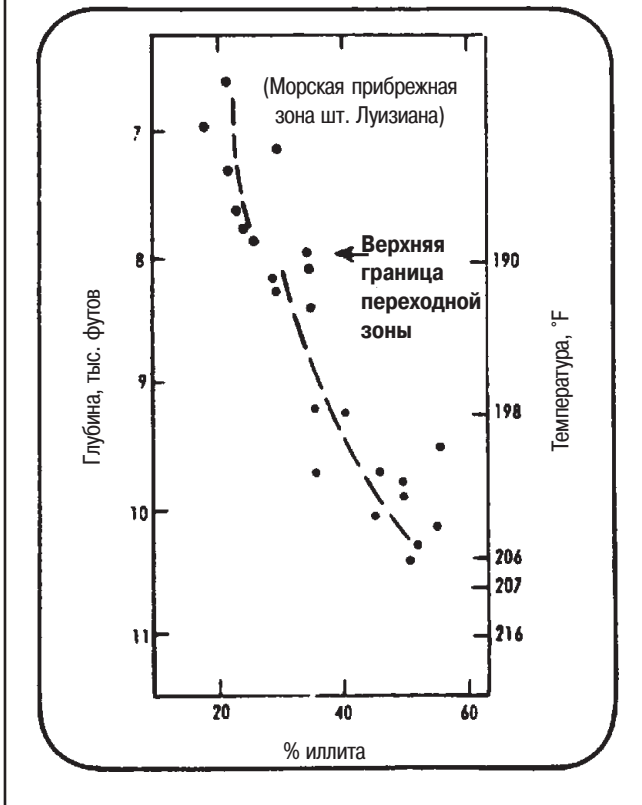
Тип глины в более молодых осадках в большой мере зависит от температуры на глубине залегания. Изменение минералогии глины в зависимости от глубины проиллюстрировано на Рис. 1.³ Рост процента иллита с глубиной объясняется изменением

Таблица I

Общая классификация сланцев

Класс	Текстура	Емкость по метиленовой сини (me/100 г)	Состояние воды	Содержание воды, % масс.	Вид глин	Содержание глины, % масс.	Плотность, г/см ³
A	Мягкая	20-40	Свободная и связанная	25-70	Монтмориллонит и иллит	20-30	13,2-1,5
B	Прочная	10-20	Связанная	15-25	Иллит и смешанный слой монтмориллонита-иллита	20-30	1,5-2,2
C	Твердая	3-10	Связанная	5-15	Следы монтмориллонита, высокий уровень в иллите	20-30	2,2-2,5
D	Хрупкая	0-3	Связанная	2-5	Иллит, каолин, хлорит	5-30	2,5-2,7
E	Прочная-твердая	10-20	Связанная	2-10	Иллит и смешанный слой монтмориллонита-иллита	20-30	2,3-2,7

Структура породы



сметита на иллит. Это явление изменения называется «диагенезом». В процессе диагенеза из набухающей глины высвобождается часть кристаллизационной воды. Иллит отличается от монтмориллонита в структурном отношении тем, что часть ионов кремния в наружных силикатных слоях² иллита *всегда* замещается ионами алюминия, а вызванный этим дефицит заряда компенсируется ионами калия.² Считается, что температура, а не давление, является критическим параметром в ходе реакции, посредством которой происходит данное изменение.

Количество воды в конкретном сланце зависит от глубины залегания и типа глины, содержащейся в сланце. Непрочно связанная вода вытесняется из сланца под давлением веса перекрывающих пород в месте залегания. Величина давления перекрывающих пород хорошо аппроксимируется функцией 1 psi/фут глубины. Данные лабораторного эксперимента, иллюстрирующего это явление, графически представлены на Рис. 2.⁴ Оба бентонита, показанные на графике, являются набухающими глинами, а сланец Вентура в основном содержит ненабухающие глины. Значительная часть свободной воды, которую можно легко выдавить из набухающих глин, высвобождается при эффективном давлении от 2500 до 3000 psi. Напряжения в основной массе породы (между зернами) такой величины можно ожидать на гребне грунта на глубине примерно от 4500 до 5500 футов. Дополнительное количество воды высвобождается, когда разбухающие глины подвергаются еще большим эффективным давлениям.

ПРИЧИНЫ НЕСТАБИЛЬНОСТИ СЛАНЦЕВ

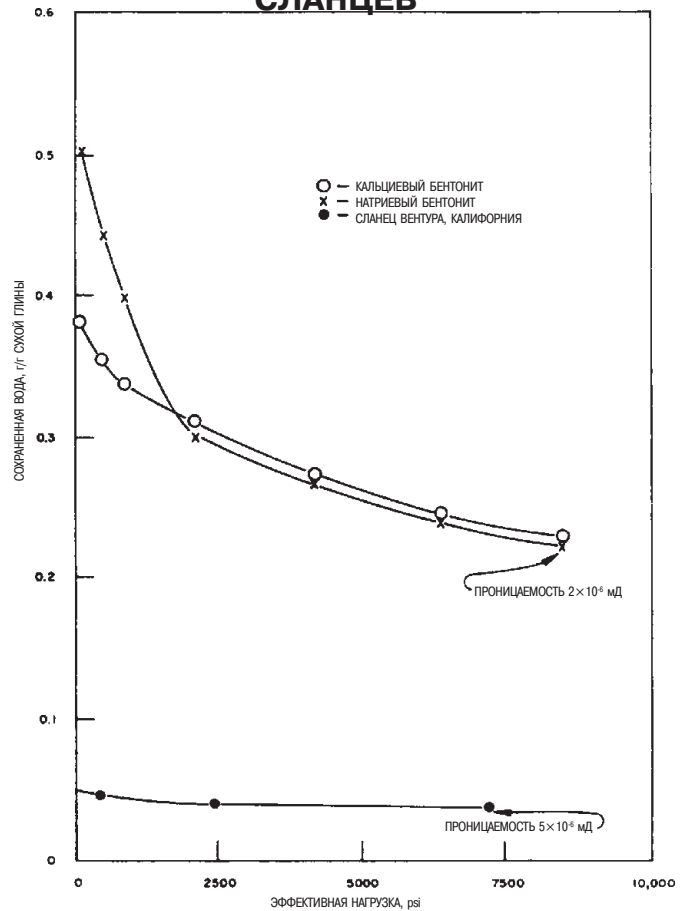


Рис. 2 — Сохранение воды под нагрузкой

Нестабильность сланцев может вызываться следующими факторами, причем как по отдельности, так и в сочетании:

1. Давление перекрывающих пород
2. Поровое давление
3. Тектонические силы
4. Поглощение воды
 - a. Диспергирование
 - b. Разбухание

Когда при разгрузке напряжений от давления перекрывающих пород из-за бурения превышает предел текучести, возникает нестабильность ствола скважины в различных формах. Хорошо известным примером данного явления служит пластическая деформация, которая происходит в сланцах под действием геостатического давления. Содержание воды и пластичность сланца аномально высоки по отношению к нагрузке от перекрывающих пород, и сланец выдавливается в скважину в процессе пластической деформации.

Если давление бурового раствора меньше давления флюидов, имеющихся в порах буримой породы, перепад давления в сторону ствола скважины стре-

мится вызвать падение обломков породы в скважину. Такое обрушение вероятнее всего происходит, если порода является относительно непроницаемой. Определенную роль в этом процессе играет прочность породы. Если разница давлений достаточно велика, а поровым флюидом является газ, можно представить, как порода «взрывается» в скважину. Если порода является относительно непроницаемой, скорее всего произойдет не обрушение, а разрыв.

Тектонические силы возникают вследствие напряжений, прилагаемых к данному пласту при деформации гребня грунта. Такая деформация обычно описывается как складкообразование и сбросообразование и является обычным результатом формирования гор. Вызванные этим напряжения быстро разгружаются в сланце, который является легкодеформируемым, но, как правило, остаются в хрупких породах. Даже небольшое количество поглощенной воды может вызвать значительные напряжения, заставляющие сланцы отслаиваться кусками и обрушиваться в скважину.

Использование классификации, подобной той, которая представлена в Таблице 1, полезно для описания влияния поглощения воды на стабильность сланца. Ввиду большого числа сочетаний физических и химических свойств пород, называемых «сланцем», для обеспечения логичного и упорядоченного подхода к проблеме необходима определенная классификация. Для иллюстрации далее приводится описание того, как ведут себя сланцы Классов с А по Е при смачивании пресной водой. Очевидно, поведение сланцев различных классов будет различным в растворах различных солей. Различия, которые можно ожидать, будут представлены позже на основе данных лабораторных экспериментов и промысловых данных.

Сланец Класса А в основном характеризуется высоким содержанием воды и относительно высоким содержанием набухающих глин. Слово *монтмориллонит*, использованное в Таблице 1, относится к набухающим глинам, определяемым по результатам теста с использованием метиленовой сини. В настоящее время более общепринятым названием группы является слово *сметтит*. Монтмориллонит входит в группу сметтитов. Сланец такого качества часто обнаруживается на небольшой глубине, где давление перекрывающих пород слишком невелико, чтобы выжать больше воды в процессе уплотнения, а температура слишком мала, чтобы вызвать диагенез. Тот же сланец можно найти и на большей глубине, если не имелось проницаемых путей для ухода погребенной воды, и если условия не подходили для превращения монтмориллонита в иллит (см. Рис. 1). Если к сланцу Класса А добавить воды, можно ожидать, что процесс уплотнения в определенной мере пойдет вспять. Сланец должен разделиться на небольшие частицы (диспергироваться) и перейти в буровой раствор в качестве бурового шлама. Дисперсия пойдет достаточно далеко для образования размывов скважины. На виброситах будет наблюдаться отстой, содержащий небольшое количество отдельных частиц, если вообще это имеет место. В диапозоне более высокого содержания воды этот сланец может также выдавливаться в скважину из-за давле-

ния, вызываемого весом перекрывающих пород. Чем ниже плотность бурового раствора, тем более вероятным будет возникновение последнего явления.

Сланец Класса В должен реагировать на поглощение пресной воды, в основном становясь более пластичным или менее прочным. Наблюдаемый на вибросите буровой раствор, выходящий из скважины, должен содержать отдельные частицы сланца. Частицы, наблюдаемые на вибросите, должны иметь скругленные края и углы. Вода должна медленно проникать из ствола скважины в тело сланца. Капиллярное поглощение воды в плоскости напластования должно происходить нормально, если происходить вообще, ввиду наличия в сланце сметтитных глин. В сланцах этого типа может встречаться аномальное поровое давление. Если не учитывать возможное действие давления, сланец Класса В обычно должен оставаться довольно стабильным после проходки долотом.

Сланец Класса С должен быть более склонен к обрушению в скважину, чем сланец Класса А или В. Сланец этого типа должен обнаруживаться в осадках, аналогичных тем, которые составляют сланцы Класса В, но на большей глубине. Поглощение пресной воды должно вызывать некоторое размягчение. Весьма вероятно наличие интервалов, в которых сланец еще будет твердым после поглощения воды и некоторого разбухания, так что от основной массы породы должны отделяться фрагменты и падать в скважину. Механизм фрагментации может быть результатом капиллярного поглощения вдоль плоскостей напластования или просто проникновения воды в массу сланца из скважины. Фрагменты, высвобождаемые в процессе капиллярного поглощения вдоль плоскостей напластования, как правило, будут наблюдаться на вибросите с острыми краями и углами. Формы должны включать ромбиды различных размеров. Каверны, вызываемые проникновением воды в массу сланца, могут проявляться на вибросите в виде форм частиц, которые отчасти соответствуют контуру скважины. Этот механизм механического разрушения называется растрескиванием; он возникает в сланцах, которые имеют большую структурную прочность. При ударе они не дробятся на мелкие фрагменты. Сланцы Класса С также могут находиться под действием аномального давления. При бурении с достаточно высоким отрицательным дифференциальным давлением в скважину могут падать большие куски сланца.

Сланец Класса D может обнаруживаться на малых и больших глубинах, но вероятнее всего будет иметь достаточно большой геологический возраст. Хрупкий сланец разделяется на небольшие частицы при погружении в воду, но весьма незначительно, если вообще разбухает и размягчается. Считается, что имеет место кливаж вдоль плоскостей старых трещин, удерживаемых вместе силами притяжения, которые действуют только на малых расстояниях. Гидратация при контакте с водным буровым раствором вызывает разделение по плоскостям старых трещин. Сланцы Класса D могут находиться под аномальным давлением и проявлять склонность к интенсивному обрушению при бурении с отрицательным дифференциальным давлением. Обрушение еще больше

усиливается, если плоскости напластования являются крутопадающими.

Сланцы Класса Е вероятнее всего будут обнаруживаться достаточно глубоко и обычно находятся под аномальным давлением. Обнаружение такого рода сланца иногда считают аномалией, даже несмотря на то, что они достаточно часто встречаются в осадках третичного периода. Этот сланец должен быть склонен к интенсивному обрушению после поглощения пресной воды. Может происходить фрагментация путем растрескивания. При бурении с отрицательным дифференциальным давлением можно ожидать попадания в скважину больших кусков с высокой структурной прочностью. На интервалах с перемежающимися смектитам и иллитами жилы иллита могут разделяться на два различных сланца из-за неодинаковой степени разбухания.

Предотвращение смачивания водой сланца может способствовать борьбе с нестабильностью, вызванной в основном давлением перекрывающих пород, поровым давлением или тектоническим напряжением. Это справедливо независимо от того, является ли глина в сланце сильно набухаемой или ненабухаемой, или является ли залегающий сланец хрупким или пластичным. Кроме того, увеличение диаметра ствола скважины из-за диспергирования сланца и смыкание или обрушение ствола из-за разбухания сланца — все это относится к поглощению воды сланцем. Проблема борьбы с нестабильностью сланцев путем регулирования химического состава бурового раствора в основном сводится к ограничению поступления воды в сланец, насколько это возможно.

МЕХАНИЗМЫ ГИДРАТАЦИИ СЛАНЦА

Силы, которые заставляют сланец поглощать воду, связаны с наличием в нем глины. Следует с самого начала подчеркнуть, что эти силы, посредством которых глина поглощает, впитывает, вбирает или всасывает воду, сами по себе могут быть весьма большими. Для сравнения следует отметить, что сила, с которой фильтрат бурового раствора может вдавливаются в пласт благодаря разнице между гидростатическим давлением столба бурового раствора и поровым давлением пласта, является весьма небольшой. К примеру, если бурить находящийся под нормальным давлением слой на глубине 10000 футов на побережье Мексиканского залива с использованием бурового раствора плотностью 9,5 фунта/галлон, то разность давлений составит около 250 psi. Этот показатель соответствует давлению, с которым фильтрат бурового раствора вдавливаются в пласт благодаря превышению гидростатического давления столба бурового раствора над поровым давлением пласта. Далее будет показано, что силы поглощения воды сланцем являются гораздо большими.

Гидратация сланца зависит от ряда факторов, таких как энергия гидратации межслоевых катионов на присутствующих глинах и плотность заряда на поверхности кристаллов глин. Достоверную оценку силы гидратации сланца можно получить с учетом

сил уплотнения, сопряженных с подповерхностным погребением конкретного слоя сланца с течением геологического времени. В целях бурения скважин сила гидратации обычно рассчитывается нижеописанным образом. Эффективное напряжение уплотнения, воздействующее на интервал сланца на любой данной глубине, можно представить уравнением $s = S - P$, где s является интергранулярным или матричным напряжением,⁵ S — давление перекрывающих пород (примерно 1 psi/фут), а P — давление на флюид, находящийся в порах породы.

По мере увеличения глубины залегания данного слоя сланца из сланца выдавливается все больше воды под действием веса перекрывающих слоев. Сила, с которой вода вытесняется из сланца в процессе уплотнения, равна интергранулярному или матричному напряжению. Сила поглощения (или всасывания) глиной действует противоположно силе вытеснения воды в процессе уплотнения. Эта уплотняющая сила разгружается на плоскости забоя скважины, когда через сланец проходит долото. Следовательно, сила гидратации равна степени разгрузки. Поскольку сила уплотнения равна матричному напряжению, то:

$$\begin{aligned} \text{СИЛА ГИДРАТАЦИИ СЛАНЦА (psi)} = \\ \text{ДАВЛЕНИЕ ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ ПОРОД (psi)} - \\ \text{ПОРОВОЕ ДАВЛЕНИЕ (psi)} \end{aligned}$$

К примеру, снова рассмотрим находящийся под нормальным давлением сланец (эквивалентно давлению бурового раствора плотностью 9 фунтов/галлон) на глубине 10000 футов на побережье Мексиканского залива:

$$\begin{aligned} \text{ДАВЛЕНИЕ ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ ПОРОД (psi)} = \\ 1 \text{ psi/фут} = 10000 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{МАТРИЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ (psi)} = \\ \text{ДАВЛЕНИЕ ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ ПОРОД (psi)} - \\ \text{ПОРОВОЕ ДАВЛЕНИЕ (psi)} = \\ 10000 \text{ psi} - (9 \times 0,052 \times 10000) \text{ psi} = \\ 5320 \text{ psi} \end{aligned}$$

Поэтому сила гидратации на глубине 10000 футов при нормальном поровом давлении равна 5320 psi.

Еще одним фактором при поглощении воды сланцем является осмотическая гидратация. При воздействии на сланец бурового раствора может возникнуть сила осмотической гидратации, если поверхность сланца будет действовать в качестве полупроницаемой мембраны, и если имеется разница в солёности пластовой воды и бурового раствора. Она может быть силой абсорбции или десорбции в зависимости от того, является ли солёность бурового раствора меньшей или большей, чем у воды сланца. Сила осмотической абсорбции незначительна в пластах, содержащих пресную воду, и не развивается, если солёность водного бурового раствора или водной фазы бурового раствора на углеводородной основе равна солёности пластовой воды.

Осмотическое давление между двумя растворами различной солености можно рассчитать из следующего уравнения:

$$\text{ОСМОТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ (атм)} = RT (\theta_1 m_1 v_1 - \theta_2 m_2 v_2)$$

Где:

- R = газовая постоянная
- T = абсолютная температура, К
- θ = осмотический коэффициент соляного раствора
- m = молярная концентрация соли
- v = количество растворимых ионов на моль

В буровом растворе на углеводородной основе полупроницаемой мембраной, на которой возникает осмотическое давление, является слой эмульгаторов и углеводородной пленки вокруг каждой капли эмульгированной воды. В процессе бурения с использованием водного бурового раствора сам сланец может служить полупроницаемой мембраной. В настоящее время еще недостаточно ясен механизм, посредством которого сланцы (или, что более точно, глины) могут играть данную роль. Ввиду огромного различия свойств сланцев как таковых процесс осмоса со сланцем в качестве необходимой мембраны в лучшем случае описывается неточно. Пока в лабораторных условиях не проводился процесс дегидратации сланца посредством бурового раствора на водной основе с регулируемой солено-

стью. При использовании бурового раствора на углеводородной основе дегидратация выполнялась в лаборатории с прогнозируемыми результатами.^{1,6} Порядок величины осмотического давления, которое может возникнуть между буровым раствором и сланцевым интервалом, можно оценить по данным, представленным в Таблице II. Этот вопрос будет рассмотрен дополнительно при обсуждении стабилизации сланца буровым раствором на углеводородной основе.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ СЛАНЦА

На Рис. 3 показано лабораторное оборудование, предназначенное для моделирования забойных давлений, температур и условий циркуляции. Были разработаны методики для использования этого оборудования в целях исследований сланцев. Керны были подготовлены путем фильтрации воды из сланцевой (Класса С) суспензии Глен-Роуз. Суспензия состояла из 2250 г перемолотого сланца, перемешанного с 750 мл морской воды. Затем на керн действовали давлением 4500 psi до тех пор, пока не был получен керн с влажностью 9%. После уплотнения керны диаметром 4 дюйма были разрезаны для выравнивания содержания влаги. В керне было просверлено отверстие диаметром 1 дюйм и глубиной 3 дюйма.

Таблица II

Осмотические давления бурового раствора на углеводородной основе

Концентрация растворенной соли

Концентрация растворенной соли	*Осмотическое давление, psi
Хлорид кальция, ppm	psi
52600	500
100000	1100
182000	3000
250000	5800
307000	9400
357000	13900
400000	16100
456000 (насыщение)	24400
Хлорид натрия, ppm	
55000	670
105000	1400
149000	2200
189000	3200
226000	4300
268000 (насыщение)	5800

* Рассчитано для бурового раствора на углеводородной основе, контактирующего со сланцем, содержащим пресную воду, при 25°C.

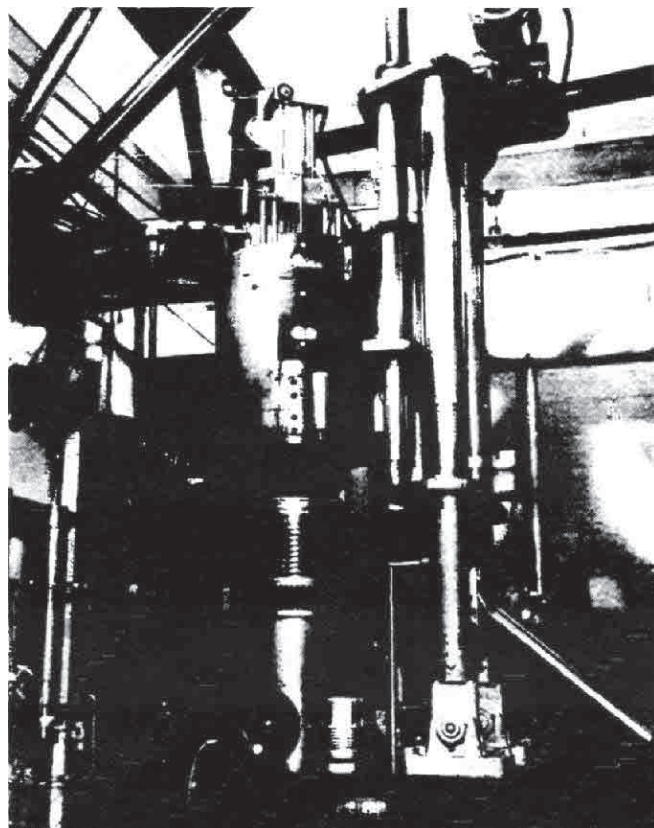


Рис. 3 — Лабораторное оборудование для изучения скорости проходки и стабильности ствола скважины

После этого керн был снабжен прокладками и эпоксидным покрытием для обеспечения контроля над поровым давлением, давлением бурового раствора в стволе скважины и весом перекрывающих пород (см. Рис. 4).

Испытуемые буровые растворы циркулировали через отверстие, просверленное в керне, в течение 5 часов при температуре 150°F. Давление перекрывающих пород и давление циркуляции составляли по 3000 psi, а поровое давление составляло 250 psi. Затем нагрев и циркуляция были прекращены, а давлению бурового раствора и поровому давлению позволили выровняться с атмосферным, пока керн оставался в буровом растворе от 16 до 18 часов.

Затем керны разрезали пополам, и смоделированный ствол скважины проверили на влияние различных буровых растворов на стабильность сланца. Примеры показаны ниже.

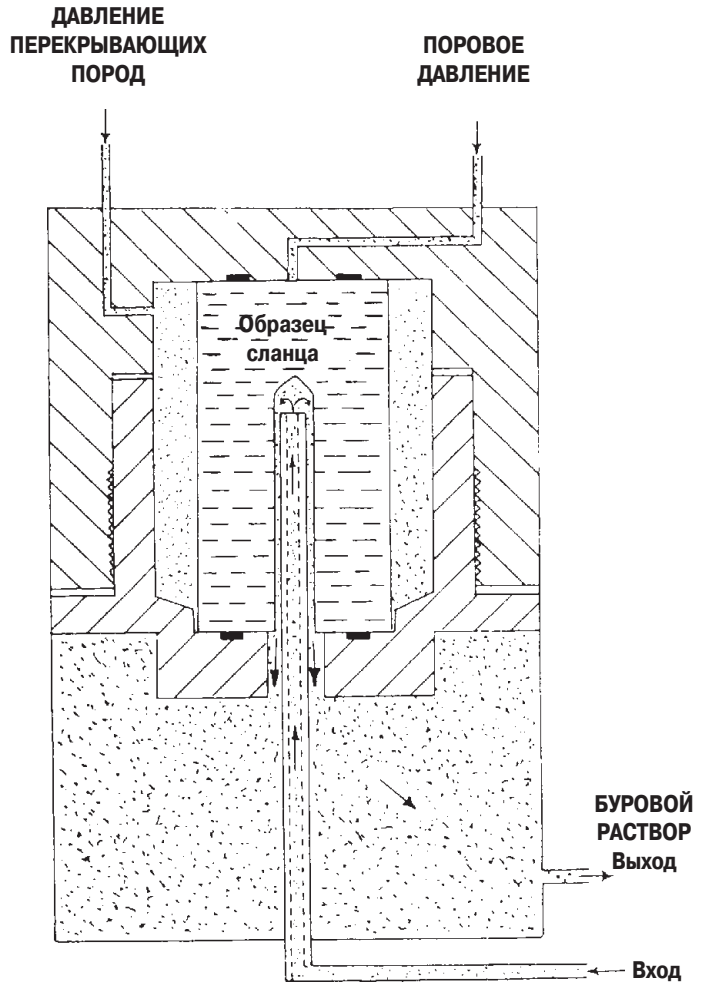
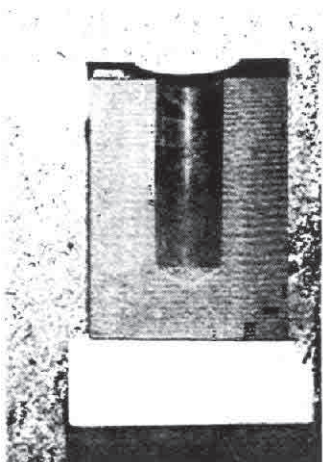
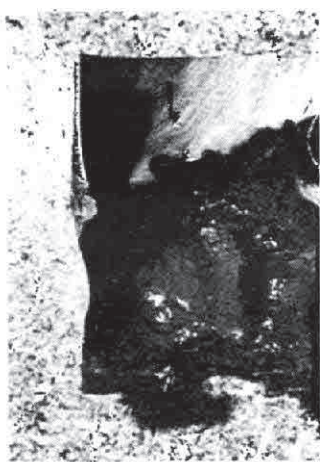


Рис. 4 — Схема образца сланца, установленного в напорной камере

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПРЕСНОЙ ВОДЫ



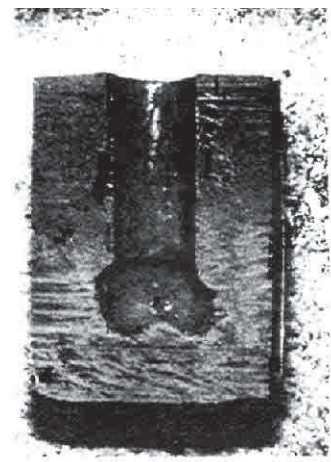
Нетронутый керн



Пресная вода
7 фунтов/барр. AQUAGEL



25 фунтов/барр. AQUAGEL
6 фунтов/барр. Q-BROXIN
3 фунта/барр. CARBONOX
pH 10 в присутствии NaOH

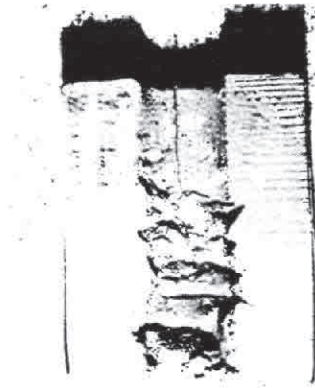


Пресная вода
7 фунтов/барр. AQUAGEL
4,5 фунта/барр. DEXTRID

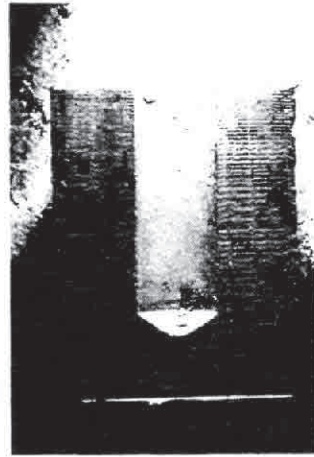
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ОБРАБОТАННЫЕ NaCl



10% NaCl



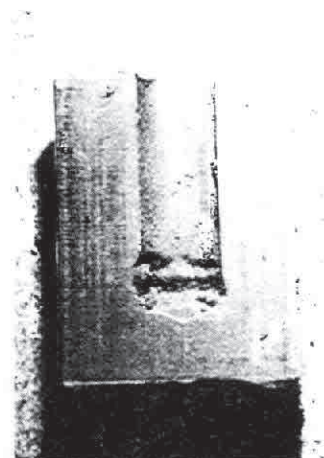
10% NaCl
25% об. Q-MIX™



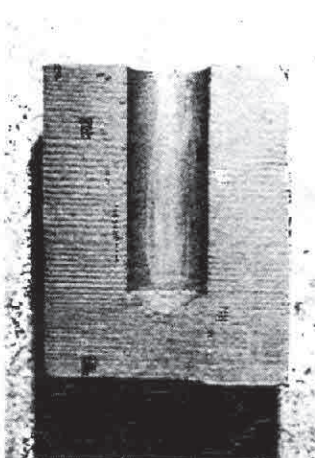
10% NaCl
25% об. Q-MIX™
4,5 фунта/барр. DEXTRID



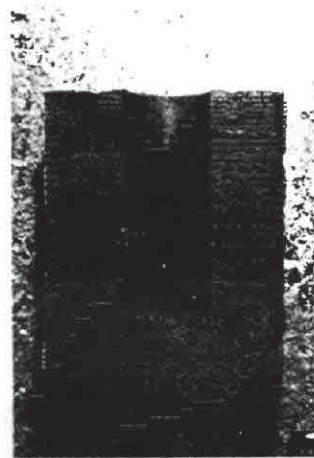
8% NaCl
25% об. Q-MIX
4,5 фунта/барр. DEXTRID



10% NaCl
7 фунтов/барр. AQUAGEL
4,5 фунта/барр. DEXTRID



10% NaCl
7 фунтов/барр. AQUAGEL
2 фунта/барр. DEXTRID
0,5 BARAFLOC®



10% NaCl
3 фунта/барр. DEXTRID
1/4 фунта/барр. XC-
полимера



10% NaCl
1,5 фунта/барр. DRISPAC®

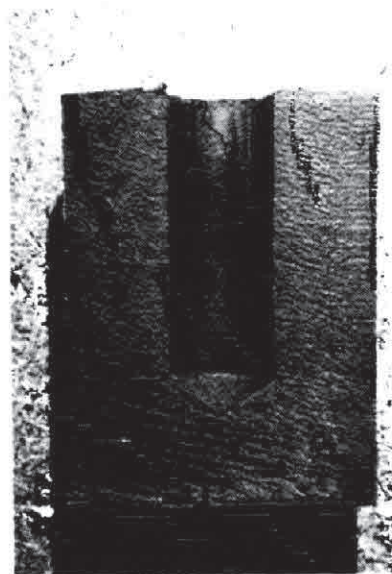
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ОБРАБОТАННЫЕ KCl



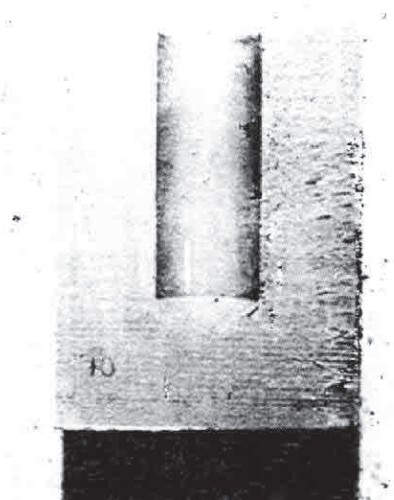
10% KCl



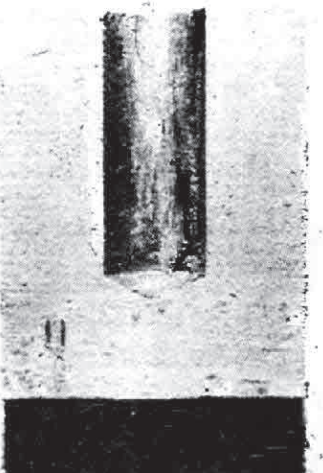
3% KCl
25% об. Q-MIX
4,5 фунта/барр. DEXTRID



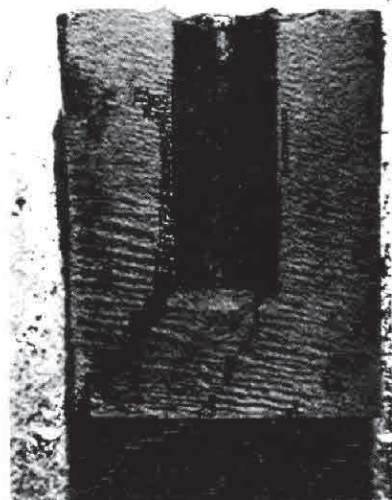
3% KCl
7 фунтов/барр. AQUAGEL
4,5 фунта/барр. DEXTRID



3% KCl
7 фунтов/барр. AQUAGEL
2 фунта/барр. DEXTRID
0,5 BARAFLOC

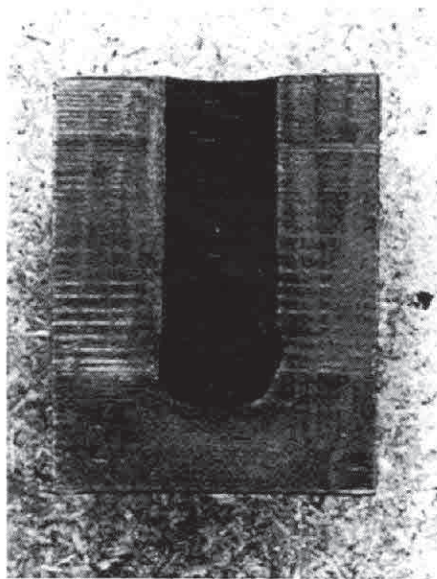


3% KCl
3 фунта/барр. DEXTRID
0,25 фунта/барр. XC-полимера



3% KCl
1,5 фунта/барр. DRISPAC

КАЛИЕВЫЕ СИСТЕМЫ

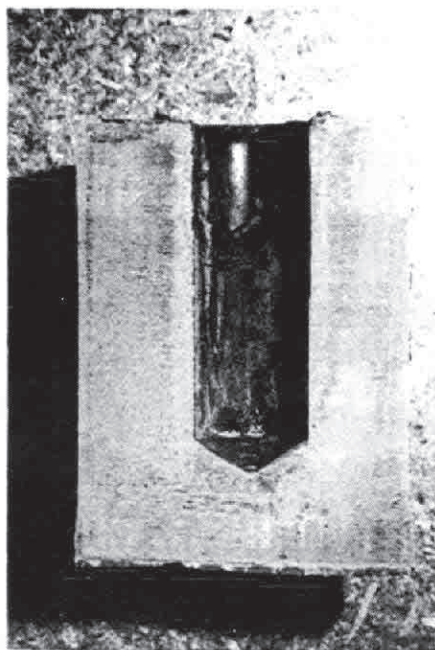


5% KCl, 18 фунтов/барр. AQUAGEL
30 фунтов/барр. CARBONOX
4,2 фунта/барр. KOH
3,2 K₂CO₃
6 фунтов/барр. пропиленгликоля

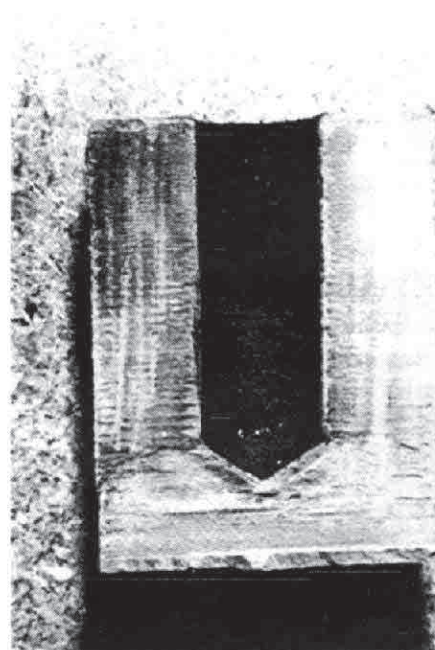


5% KCl – K-PLUS

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ INVERMUL



INVERMUL – пресная вода



INVERMUL – CaCl₂

СТАБИЛЬНОСТЬ СЛАНЦА ПРИ БУРЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСТОЙ ВОДЫ

Бурение с использованием чистой воды является желательным ввиду хорошей скорости проходки, обеспечиваемой при использовании бурового раствора такого типа. Склонность к нестабильности ствола скважины при бурении на чистой воде можно в некоторой степени подавить путем добавления к воде солей. Обычно увеличивают pH для защиты от коррозии. Соляные растворы в чистой воде могут ограничивать осмотическую гидратацию сланца, но от них не следует ожидать обеспечения максимальной стабильности сланца. Для ограничения поступления

воды в сланцы необходимо использование полимеров и других коллоидных компонентов. Значения SSI и изображения кернов, подвергшихся воздействию различных соляных растворов, которые приведены ниже, следует использовать только в качестве общего ориентира. Восстановленные керны представляют только сланцы одного типа, но основные механизмы гидратации должны быть одинаковыми для всех сланцев.

ПОРЯДОК ИСПЫТАНИЙ

Концентрированная суспензия сланца Глен-Роуз (Класс С) в морской воде была приготовлена путем смешивания семи частей сухого молотого сланца с тремя частями искусственной морской воды. Чтобы подготовить твердый керн, использовался специальный поршень в сочетании с обычной высокотемпературной камерой фильтр-пресса для выдавливания воды из сланцевой суспензии (260 г сланца подвергались воздействию перепада давления 1000 psi в течение 2 часов). Затем камеру открыли, и был выброшен твердый керн.

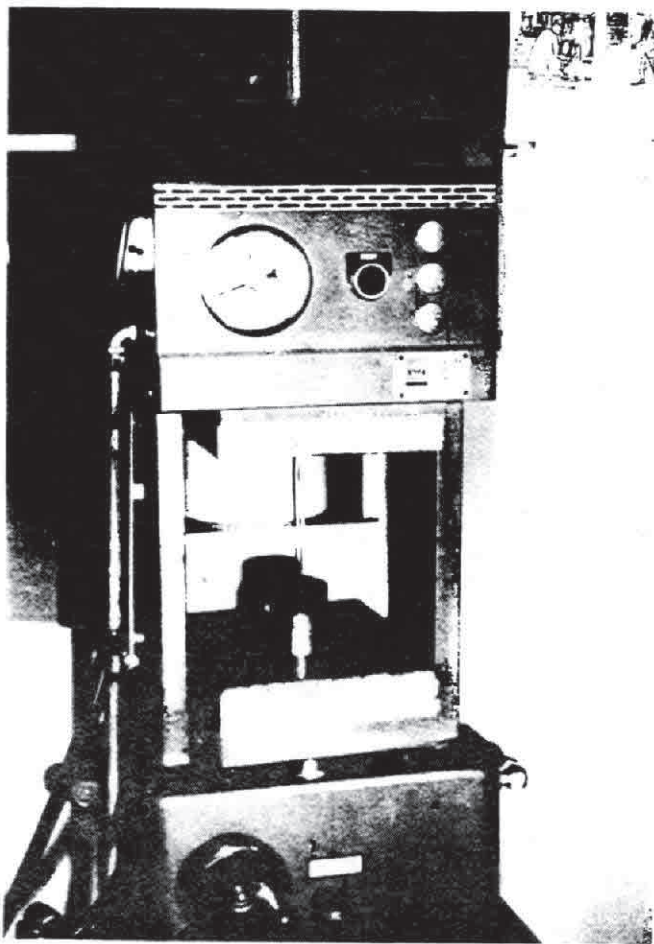
Восстановленные керны помещались в цилиндрические стальные стаканы так, что оставался некоторый избыток материала керна. После этого керны были запрессованы в стакан под нагрузкой 1300 psi. Затем была измерена твердость поверхности обычным пенетрометром для пластичных смазочных материалов. Стаканы и уплотненные керны были закреплены в крышках для банок и погружены в банки емкостью в пинту с различными испытываемыми растворами. Керны подвергались воздействию испытываемых растворов 16 часов при 160°F с одновременным перекачиванием для сведения к минимуму эрозионного влияния на керны. После этого банки были охлаждены, и образцы подверглись испытаниям.

Коэффициенты стабильности сланца (SSI) для различных растворов рассчитывались по следующей формуле:

$$SSI = 100 - 2(H_f - H_i) - 4D$$

Где:

- H_i = первоначальное показание пенетрометра, мм
- H_f = показание пенетрометра для флюида, мм
- D = разбухание и (или) эрозия, измеренные пенетрометром, мм



СТАБИЛЬНОСТЬ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСТВОРОВ МИНИМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ



ВОДОПРОВОДНАЯ ВОДА

*Отсутствие испытания.
Промывка керна.*



ВОДОПРОВОДНАЯ ВОДА

с 2% KCl
SSI-61



ВОДОПРОВОДНАЯ ВОДА

с 2% KCl
pH 10,6 с NaOH
SSI-61



**ВОДОПРОВОДНАЯ
ВОДА с 2% KCl**

pH 10,7 с KOH
SSI-65



ВОДОПРОВОДНАЯ ВОДА

с 5% KCl
SSI-87



ВОДОПРОВОДНАЯ ВОДА

с 5% KCl
pH 10,7 с NaOH
SSI-90



ВОДОПРОВОДНАЯ ВОДА

с 5% KCl
pH 10,6 с KOH
SSI-80

СТАБИЛЬНОСТЬ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЛЯНЫХ РАСТВОРОВ БОЛЕЕ ВЫСОКОЙ ПЛОТНОСТИ



Рассол с 10 фунтов/барр. NaCl
SSI-90



Рассол с 9 фунтов/барр. NaCl
SSI-65



Рассол с 10 фунтов/барр. NaCl
pH 10,8 с NaOH
SSI-92



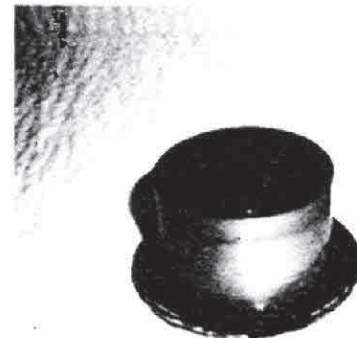
Рассол с 10 фунтов/барр. NaCl
pH 10,7 с KOH
SSI-91



Рассол с 9 фунтов/барр.
NaCl + 5% KCl
SSI-91



Рассол с 9 фунтов/барр.
NaCl + 5% KCl
pH 10,7 с NaOH
SSI-69



Рассол с 9 фунтов/барр.
NaCl + 5% KCl
pH 10,7 с KOH
SSI-90

ДИАГНОСТИКА НЕСТАБИЛЬНОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

К числу причин нестабильности ствола, перечисленных выше, относятся давление перекрывающих пластов, поровое давление, тектонические силы и силы поглощения воды. Нестабильность ствола скважины отражается на буровой при бурении на крутящем моменте, затяжке бурильной колонны, сложностях при выполнении соединений, образовании моста и наличии обрушившихся пород (шлама) на забое при спуске в скважину, прихвате труб и т.п. Давление перекрывающих пород присутствует всегда, и его величина известна достаточно хорошо. Всегда предполагается активность тектонических сил у подножий гор и на крыльях соляных куполов. Геолог буровой достаточно подготовлен для принятия решения о том, вызвана ли проблема нестабильности ствола скважины тектоническими силами. Достоверную информацию о характеристиках водопоглощения сланцев можно получить из анализа бурового шлама. Таким образом можно узнать о количестве и типах глин в сланцах.

Десять лет назад считалось, что поровые давления находятся под контролем, если нельзя обнаружить поступления в систему бурового раствора ни газа, ни соленой воды. В последние годы были созданы и отработаны методы выявления и оценки поровых давлений путем косвенных измерений. Такие оценки давлений полезны для диагностики проблемы нестабильности ствола скважины. На практике сегодня любую диагностику проблемы нестабильности ствола нельзя считать законченной в отсутствие оценки соотношения между поровым давлением и гидростатическим давлением столба бурового раствора.

Применение оценки пластового давления в логарифмическом масштабе в качестве средства диагностики проблемы нестабильности ствола проиллюстрировано на Рис. 5.⁸ Обычно строятся графики оценочных поровых давлений, полученных по данным электрического каротажа, и фактически используемой плотности бурового раствора. Стабильность ствола показана в виде кавернограммы. Плотность бурового раствора, использованная в данном случае, была достаточно высока для предотвращения притока пластовых флюидов в ствол скважины. По данным газовых детекторов в буровом растворе имелся умеренный газовый фон, который был недостаточным для снижения плотности бурового раствора в выкидной линии.

На графике отложены значения с диаграмм каротажа сопротивлений и проводимости как средство трактовки нестабильности ствола скважины. По данным диаграммы каротажа сопротивлений трудно построить приемлемую кривую нормального уплотнения. Поскольку для получения количественной оценки давления необходима реалистичная кривая нормального тренда,⁹ не было сделано попытки ее построить на основе этой диаграммы каротажа сопротивлений. Указанные поровые давления рассчитаны из диаграммы проводимости.¹⁰ Тем не менее, можно заявить, что в качественном плане отмечается увеличение порового давления по мере уменьшения сопротивления¹¹ и увеличения проводимости. Из Рис. 5 видно, что давление растет, когда кривая сопротивления отклоняется влево, а кривая проводимости отклоняется вправо; поровое давление

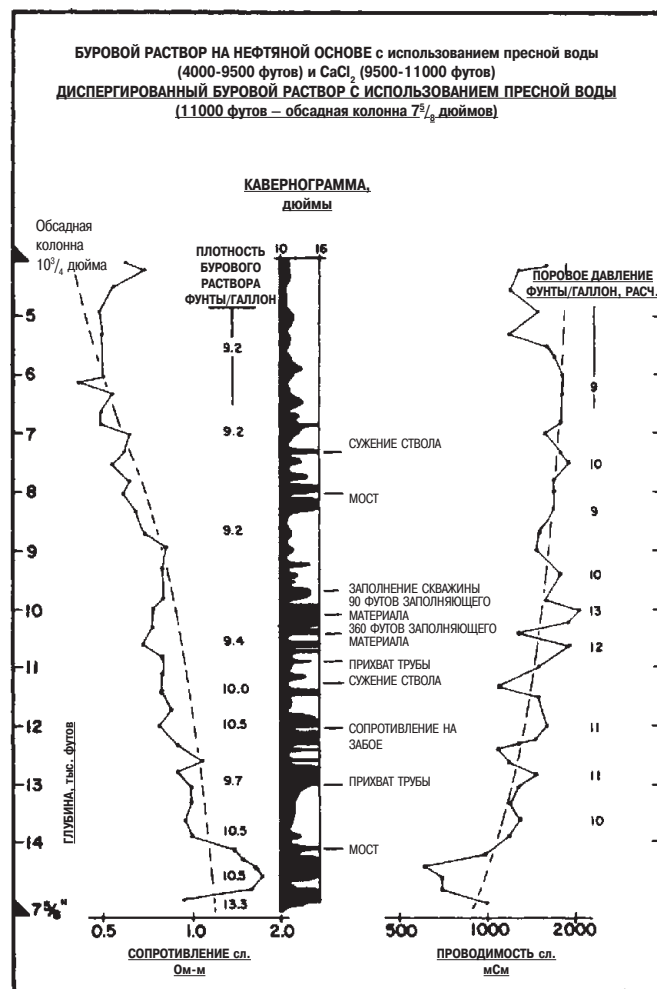


Рис. 5 – Диагностика нестабильности ствола скважины по оценкам порового давления для скважины в морской прибрежной зоне Луизианы

уменьшается, если сопротивление стремится вправо, а проводимость влево.

Следует обратить внимание на корреляцию между показаниями давления из диаграмм каротажа и кавернограммы скважины. Когда диаграммы каротажа указывают на увеличение порового давления (например, на отметках 7200, 9800, 11800 и 12700 футов), диаметр скважины возрастает. Иначе говоря, тенденция к нестабильности ствола увеличивается вместе с предполагаемой степенью отрицательного дифференциального давления.

И напротив, если диаграммы каротажа указывают на уменьшение порового давления (например, на отметках 8400, 10600 и 12300 футов), диаметр скважины приближается к номинальному. Признается, что оценка порового давления, полученная по данным канатного каротажа, является косвенным измерением, как и плотность сланца, экспонента «*n*» и т. п. Давление сланцевых флюидов нельзя измерить при опробовании скважины испытателем пластов, спускаемым на бурильных трубах. Если нестабильность ствола скважины, показанная на Рис. 5, в значительной степени объясняется отрицательным дифференциальным давлением, то необходимо принять, что сланцы с аномальными давлениями могут существовать по соседству с проницаемыми слоями с нормальным давлением. Явная аномалия на двух

диаграммах каротажа на глубине несколько ниже 14000 футов может соответствовать известковым и затвердевшим сланцам.¹²

Цель такой диагностики заключается в получении логичного вывода о том, как можно в данном случае сократить затраты времени буровой установки на устранение проблемы со стволом. Конечно, нестабильность ствола (плюс две ловильные операции с прихваченной трубой), встретившаяся при проходке скважины, описанной на Рис. 5, способствовали значительному росту затрат на операции. Ниже приводятся два предложения, которые, как представляется, имеют смысл:

1. После последовательного ухудшения условий в скважине, начиная примерно с отметки 9800 футов, где произошло обрушение ствола, примерно до 10400 футов, где после рейса было обнаружено 360 футов обрушившихся пород, в скважине можно было провести каротаж. Если бы было обнаружено отрицательное дифференциальное давление, можно было бы пойти на некоторую уступку в сторону увеличения плотности бурового раствора, даже несмотря на то, что после этого можно было ожидать снижения скорости проходки.
2. При бурении сланца всегда следует контролировать соленость бурового раствора INVERMUL®.

СТАБИЛИЗАЦИЯ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ С РЕГУЛИРУЕМОЙ СОЛЕННОСТЬЮ

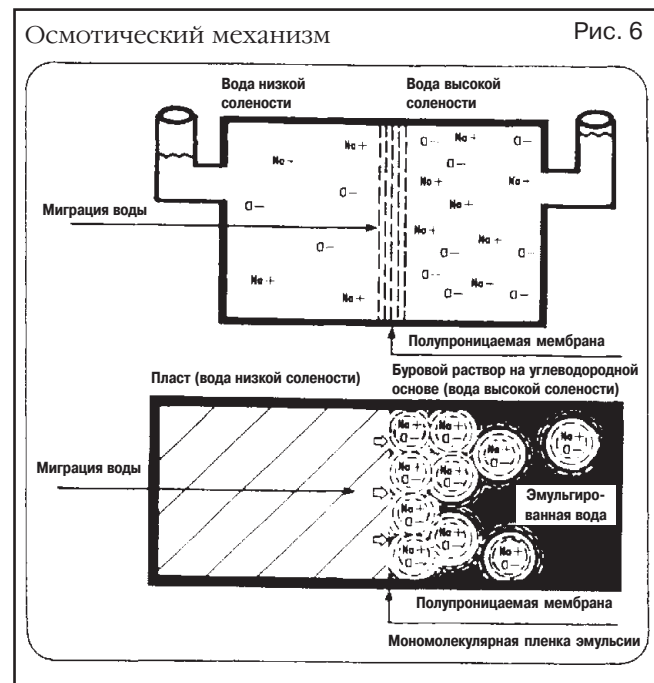
Ранее указывалось, что проблема борьбы с нестабильностью сланцев путем регулирования химического состава бурового раствора в основном сводится к ограничению поступления воды в сланец. Наличие бурового раствора на углеводородной основе по соседству с массой сланца может способствовать поступлению в сланец воды из бурового раствора, если не обращать внимания на соленость бурового раствора. Если регулировать соленость бурового раствора, то можно сделать так, чтобы буровой раствор на углеводородной основе отбирал воду из сланца в буровой раствор или обеспечивал неизменность содержания воды в сланце. Буровой раствор на углеводородной основе с регулируемой соленостью является единственным типом бурового раствора, способным полностью устранить гидратацию сланца и избежать соответствующих проблем со стабильностью ствола скважины.

МЕХАНИЗМ КОНТРОЛЯ НАД ГИДРАТАЦИЕЙ СЛАНЦА

Осмоз представляет собой поток растворителя (воды) из раствора, содержащего меньшую концентрацию растворенного вещества, в раствор с более высокой концентрацией растворенного вещества через мембрану, которая проницаема для растворителя, но не для растворенного вещества. Осмотическое давление, которое развивается на мембране, меняется вместе с разницей концентраций двух растворов. Осмотическое давление бурового раствора на углеводородной основе, контактирующего со

сланцем, зависит от разницы солености водной фазы бурового раствора на углеводородной основе и воды сланца. Это явление проиллюстрировано графически на Рис. 6. Порядок величины осмотического давления, которое может возникнуть в буровом растворе на углеводородной основе, можно оценить по данным Таблицы II.

Было показано, что водопотребление конкретного сланца равно матричному напряжению пласта (см. раздел «МЕХАНИЗМЫ ГИДРАТАЦИИ СЛАНЦА»). Гидратацию сланца можно устранить путем регулирования солености водной фазы бурового раствора на углеводородной основе так, чтобы она была в достаточной степени выше солености воды сланца, чтобы обеспечить силу осмотической дегидратации, равную или большую, чем сила гидратации сланца (матричное напряжение). Когда водопотребление бурового раствора сравнивается с водопотреблением сланца, эти силы уравниваются, и давление, которое должно было вызывать поток воды между буровым раствором и сланцем, равно нулю. Достаточное осмотическое давление для дегидратации сланцев в условиях на глубине, поровое давление и соленость внутрипортовой воды, которая встречается при бурении нынешних нефтяных скважин, могут быть обеспечены посредством растворов хлорида кальция. При использовании NaCl тех же целей обычно достигнуть не удастся.



ТРЕБОВАНИЯ К СОЛЕННОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

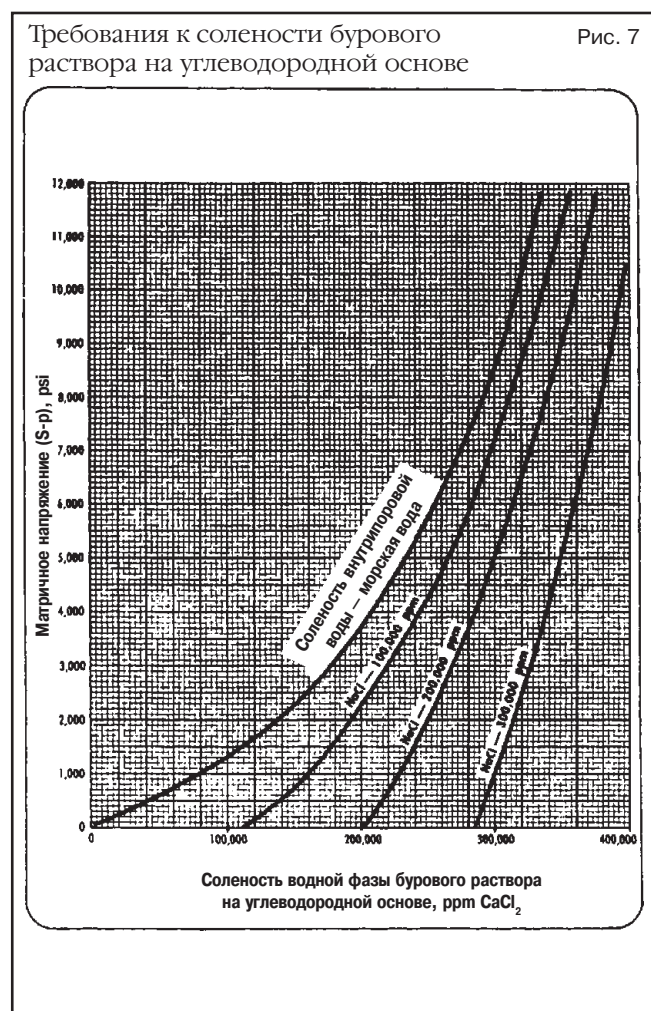
Из изложенного выше текста и раздела «МЕХАНИЗМЫ ГИДРАТАЦИИ СЛАНЦА» очевидно, что соленость, которой должен обладать буровой раствор на углеводородной основе для предотвращения смачивания водой сланца ствола скважины, будет зависеть от глубины и порового давления сланца и от солености воды сланца. Эти факторы использовались при расчете точек данных для группы кривых, показанных на Рис. 7.

При использовании этой технологии на буровой часто воздействию бурового раствора подвергаются относительно длинные интервалы необсаженного ствола. Концентрации солей, требуемые для уравнивания водопотребления сланца, могут быть различными для участков, расположенных вдоль незащищенного интервала. С практической точки зрения, это не является проблемой, поскольку опыт показал, что *стабилизация сланца лучше всего обеспечивается, когда из сланца отбирается некоторое количество воды.*

Поэтому процесс выхода на надлежащую соленость бурового раствора на углеводородной основе выглядит следующим образом:

1. Найти сочетание глубины и порового давления в необсаженном стволе, которое укажет на наивысшее матричное напряжение и поэтому потребует максимальной солености бурового раствора на углеводородной основе.
2. Оценить соленость внутривпоровой воды сланца с запасом в сторону увеличения.
3. Использовать Рис. 7 для получения солености водной фазы бурового раствора на углеводородной основе.

Применив эту методику, можно ожидать дегидратацию и близкую к оптимальной стабилизацию сланца. Из имеющегося опыта следует, что в подавляющем большинстве случаев достаточно концентрации 350000 ppm CaCl_2 .



Информацию о водопотреблении сланца можно также получить, поместив образец сланца в закрытый гигрометр и считав показание влажности воздуха над сланцем в состоянии равновесия. Определенная при этом влажность относится к «активности» сланца.^{8,18} Гигрометр можно использовать аналогичным образом для оценки «активности» бурового раствора на углеводородной основе, что позволяет регулировать «активность» бурового раствора на углеводородной основе для уравнивания аналогичного показателя сланца. Если для измерения водопотребления по этому методу используется сланцевый шлам, изменение состояния шлама под действием бурового раствора в процессе выкачивания на поверхность может давать ложные результаты.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ

Стабилизация ствола скважины с использованием бурового раствора на углеводородной основе проиллюстрирована на Рис. 8.⁸ В качестве бурового раствора на углеводородной основе в данном случае применялась система INVERMULТ с соленостью водной фазы примерно 350000 ppm CaCl_2 . Буровой раствор на водной основе обрабатывался каустической содой, Q-BROXIN® и CARBONOX®. Указанные поровые давления были рассчитаны из диаграммы акустического каротажа. Время от времени в процессе разработки Делавэрского бассейна пласти с аномальным давлением опробовались испытателем пласта, спускаемым на бурильных трубах. Давления, оценки которых были получены из диаграмм акустического каротажа, коррелировались с давлениями по результатам опробования испытателем пласта, спускаемым на бурильных трубах, и были признаны достаточно точными. Обе скважины, показанные на Рис. 8, были пробурены из-под одного и того же башмака обсадной колонны на глубине около 12000 футов. Сначала была пробурена скважина с использованием бурового раствора на основе пресной воды; позднее в ней был зарезан боковой ствол, проходка которого велась с использованием INVERMULТ.



Рис. 8 — Влияние бурового раствора на скорость проходки и стабильность ствола при бурении газоносных слоев низкой проницаемости, Делавэрский бассейн, западный Техас.

Обратите внимание на меньшую плотность бурового раствора, использовавшегося для бурения интервала с INVERMUL, и на полученную кавернограмму скважины. Считается очевидным, что тенденция стенок ствола скважины к обрушению зависит непосредственно от величины отрицательного дифференциального гидростатического давления бурового раствора по сравнению с поровым давлением. Сравнительно стабильная скважина была получена с помощью INVERMUL при заметно большем отрицательном дифференциальном давлении.

В этой скважине бурение сознательно производилось с отрицательным дифференциальным давлением. Целью было обеспечение наилучшей возможной скорости проходки наряду с приемлемой стабильностью ствола. Обратите внимание, что для бурения скважины с INVERMUL потребовалось 3/4 времени вращения долота на забое, чем при использовании обладающего большей плотностью бурового раствора на основе пресной воды. Из этого примера не следует делать вывод, что все сланцы можно стабилизировать при некотором отрицательном дифференциальном давлении посредством использования бурового раствора на углеводородной основе с регулируемой соленостью. Такое решение должно приниматься методом проб и ошибок. Тем не менее, потенциальные выгоды от бурения с отрицательным дифференциальным давлением часто стоят усилий.

СТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СОЛЕПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Влияние различных солей на стабильность сланцев было проиллюстрировано в разделе «ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ СЛАНЦА». Было показано, например, что добавление DEXTRID® к суспензии на основе пресной воды AQUAGEL® обеспечивает гораздо лучшую защиту сланцевого керна, чем одной только суспензией на основе пресной воды AQUAGEL. Было показано, что растворы хлорида натрия и хлорида калия в меньшей степени повреждают сланец, чем пресная вода. И, что более важно, *сочетание соли и полимера* обеспечивает гораздо лучшую защиту сланца, чем либо полимер, либо собственно соль. Это сочетание соли и полимера служит основой для солеполимерной системы бурового раствора. Необходимые корректировки - это вопрос оптимизации. Надлежащий полимер в соответствующей концентрации необходимо объединить с солью наилучшего типа и концентрации, чтобы получить оптимальные результаты в конкретном случае.

Большинство полимеров в определенной степени способствует стабилизации сланца. Тем не менее, имеется заметное различие возможностей различных имеющихся полимеров, в частности, с учетом затрат и контроля качества бурового раствора. Было обнаружено, что из всех испытанных полимеров DEXTRID является наиболее эффективным для стабилизации сланца на основе затрат и общих результатов.

В истории развития технологий буровых растворов использовались различные виды растворимых солей. Ниже приведены чаще всего используемые соли наряду с особыми характеристиками отдель-

ных солей, которые относятся к применению в буровом растворе рассматриваемого типа.

Хлорид натрия (NaCl) — самая дешевая соль.

Хлорид калия (KCl) — максимальная стабильность сланца при минимальной плотности бурового раствора.

Диаммонийфосфат $[(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4]$ — наименьшее повреждение грунта.

Хлорид кальция (CaCl_2) — высокая плотность бурового раствора при отсутствии твердой фазы.

Добываемые рассолы — минимальные затраты и наибольшая доступность.

Все эти соли можно использовать в солеполимерном буровом растворе. Тип и концентрацию соли следует выбирать для конкретной буровой операции, которая должна выполняться.

МЕХАНИЗМ СТАБИЛИЗАЦИИ СЛАНЦА

Часть описания того, как солеполимерный буровой раствор взаимодействует со сланцем, вызывая его стабилизацию, достаточно очевидна. Можно считать верными следующие два утверждения:

1. Любая осмотическая сила, стремящаяся вызвать гидратацию сланца, уменьшается при наличии соли в буровом растворе.
2. В присутствии полимера скорость гидратации сланца ограничивается.

Можно также утверждать, что анионный полимер скорее будет эффективен, чем неионный или катионный полимер. Дело в том, что разрушенный край пластинки глины несет положительный заряд, и можно обоснованно предположить, что стенки скважины, пробуренной через сланец, содержат большое количество разрушенных краев. Анионный полимер, гидратированный полярными молекулами воды, притягивается к противоположно заряженным краям и удерживается там. И полимер, и гидратирующая его вода способствуют сужению каналов на поверхности призабойной зоны, через которые обычно происходит гидратация.

В дополнение к ослаблению сил осмотической гидратации под действием солей любого типа некоторые катионы растворенных солей могут реагировать с глиной сланца, что не способны делать другие. Это явление будет рассмотрено ниже в разделе о стабилизации сланца посредством K-PLUS™.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ

Солеполимерные растворы широко используются в зонах с нормальным и высоким поровым давлением. Для иллюстрации возможностей стабилизации сланца этой системой бурового раствора приведен пример из Делавэрского бассейна в западном Техасе. Это тот же район бурения, к которому относилась скважина, рассмотренная в разделе «Стабилизация сланца с использованием бурового раствора на углеводородной основе». Поровые давления, оцененные по диаграммам канатного каротажа, были подкреплены данными опробования скважин этого бассейна испытателем пластов, спускаемым на буровых трубах, и поэтому считаются достаточно точными.

В данном случае солеполимерный буровой раствор был составлен на основе западнотехасского рассола и DEXTRID. Плотность рассола равна около

10 фунтов/галлон. Хотя растворенные соли в основном состоят из NaCl, в заметных количествах присутствуют и различные другие соли. Рассол выкачивается из местных подповерхностных соляных пластов и относительно недорог. В качестве жидкости для вскрытия пласта использовался обычный западно-техасский рассол плюс 5 фунтов/барр. DEXTRID. По мере бурения вводились дополнительные количества DEXTRID с учетом результатов испытаний для оценки стабильности сланца, проводимых на буровой (см. параграф «ПОРЯДОК ИСПЫТАНИЙ» в разделе «СТАБИЛЬНОСТЬ СЛАНЦА ПРИ БУРЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСТОЙ ВОДЫ»).

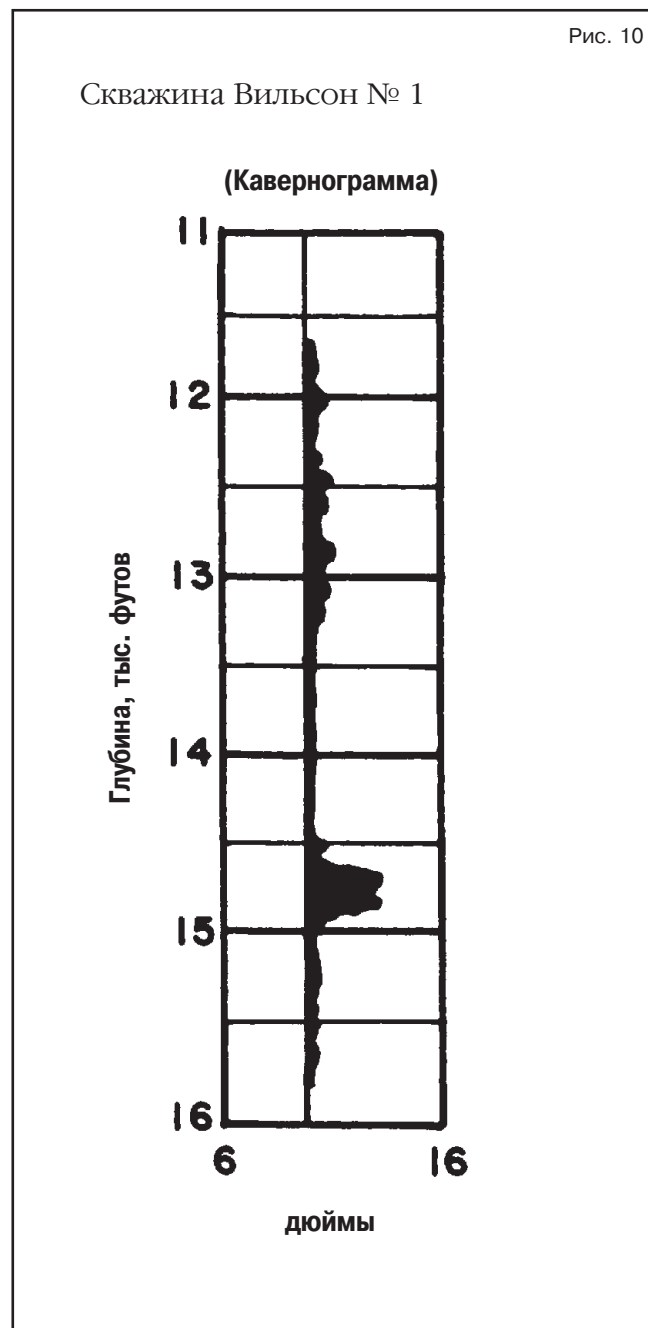
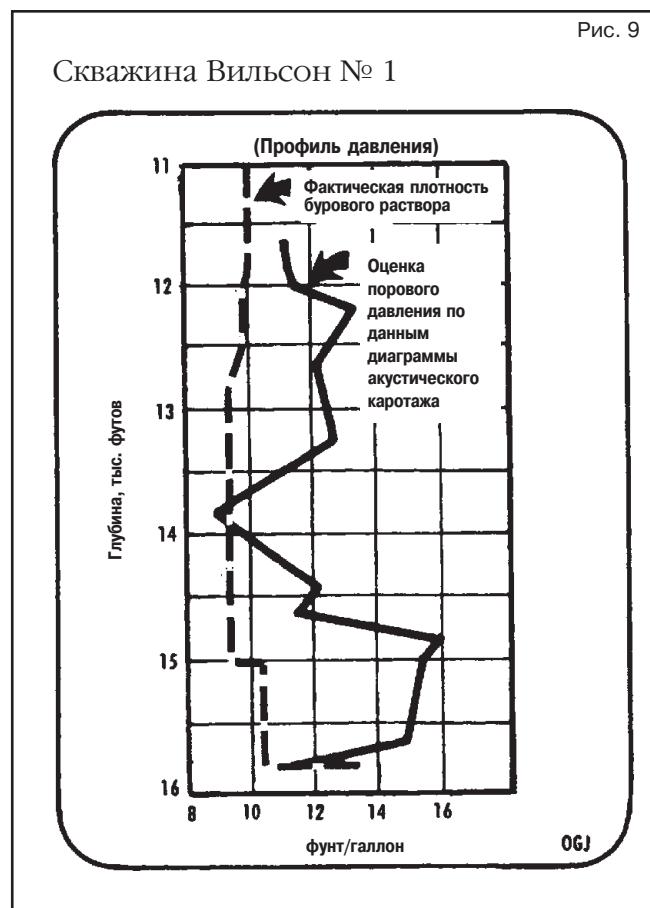
Использовавшаяся плотность бурового раствора и соответствующее поровое давление, выраженное в фунтах/галлон, показаны на Рис. 9.¹³ На глубине около 12500 футов плотность бурового раствора была понижена, поскольку скважина была стабильной, и ожидалось, что меньшая плотность бурового раствора приведет к ускорению проходки. Увеличение плотности бурового раствора на глубине 15000 футов было вызвано выраженной нестабильностью ствола скважины. Обратите внимание, что эта нестабильность ствола имела место на той же глубине, что и максимальный перепад давлений (около 5000 psi на отметке 14800 футов). Кавернограмма этой скважины приведена на Рис. 10.

В Делавэрском бассейне обычно ведется бурение с отрицательным дифференциальным давлением. Опыт показывает, что применение бурового раствора INVERMUL с регулируемой соленостью дает лучший эффект, чем с использованием рассольной системы DEXTRID, при бурении данного типа в указан-

ном бассейне. Повышенная эффективность бурового раствора INVERMUL в данном случае объясняется двумя очевидными причинами. Хотя, как было показано, способность рассольной системы DEXTRID стабилизировать сланец весьма высока, INVERMUL дает лучший результат. Во-вторых, трудно контролировать качество солеполимерных систем в диапазонах высоких плотностей. Солеполимерная система является превосходным буровым раствором для скважин с нормальным давлением и умеренными количествами растворообразующего сланца.

СТАБИЛИЗАЦИЯ СЛАНЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОН/К-LIG

Отличительными свойствами системы бурового раствора КОН/К-LIG являются:



- (а) включение иона калия
 (b) рецептура бурового раствора обеспечивает надлежащий контроль над свойствами бурового раствора наряду с наличием сравнительно высокого содержания твердой фазы.

На практике, к примеру, было бы невозможно контролировать гидравлические свойства солеполимерной системы плотностью 15 фунтов/галлон при скоростном бурении гумбо. Можно добавить умеренные концентрации иона калия к известковому буровому раствору или буровому раствору CARBONOX-Q-BROXIN, что позволит несколько улучшить способность стабилизации сланца при приемлемом контроле качества бурового раствора. Однако обе эти системы бурового раствора содержат диспергаторы, которые склонны дестабилизировать сланец. Система на основе калия предназначена для того, чтобы быть надлежащим образом контролируемой в экстремальных условиях бурения, в дополнение к использованию уникальных качеств стабилизации сланца, присущих иону калия.

ПРИМЕНЕНИЕ ИОНА КАЛИЯ

Ион калия уникален по стабилизации сланца ввиду способа, которым этот ион взаимодействует с глинами, являющимися активными составляющими сланца. Для иллюстрации этого момента рассмотрим ион калия на фоне аналогичных ионов. В Таблице III показаны физические размеры ионов элементов группы IA периодической таблицы. В нее включены ионы кальция и магния, так как они встречаются в большинстве видов воды для приготовления бурового раствора. Ион аммония показан по причинам, которые будут объяснены позже.

Ввиду того, что молекула воды является полярной (т. е. один конец молекулы заряжен положительно, а

другой отрицательно), отрицательно заряженные концы молекул воды притягиваются к положительно заряженным ионам металлов и скапливаются вокруг них. Таким образом, каждый ион металла становится заключенным в водяную оболочку. Толщина этой водяной оболочки описывается *гидратированным диаметром*. Данные в столбце «Энергия гидратации» показывают, насколько прочно удерживаются молекулы воды ионами металла. Логично предположить, что водяная оболочка вокруг иона с низкой энергией гидратации будет удерживаться слабо и легко деформироваться. С другой стороны, водяная оболочка вокруг иона с высокой энергией гидратации будет удерживаться более прочно и деформироваться не так легко.

На Рис. 11 показана схема единичной ячейки в наружном (тетраэдральном) слое трехслойной глины.¹⁴ Обратите внимание, что в структуре наружного слоя имеется ряд отверстий, или пустот (см. виды b и d на Рис. 11). Было определено, что диаметр пустот составляет 2,8 ангстрема. Из Таблицы III видно, что диаметры ионов калия и аммония (негидратированных) таковы, что каждый из них достаточно плотно помещается в это отверстие. Остальные из указанных ионов либо помещаются туда свободно, либо вообще слишком велики для этого отверстия.

Таблица III

	ДИАМЕТР ИОНА, ангстрем		Энергия гидратации, ккал/моль
	негидратированный	гидратированный*	
Li+	1,20	14,6	124,4
Na+	1,90	11,2	97,0
K+	2,66	7,6	77,0
Rb+	2,96	7,2	71,9
Cs+	3,34	7,2	66,1
Ca++	1,98	19,2	377
Mg++	1,30	21,6	459,1
NH ₄ ⁺	2,16	—	72,5

* В литературе приводятся несколько отличающиеся величины диаметров гидратированных ионов.

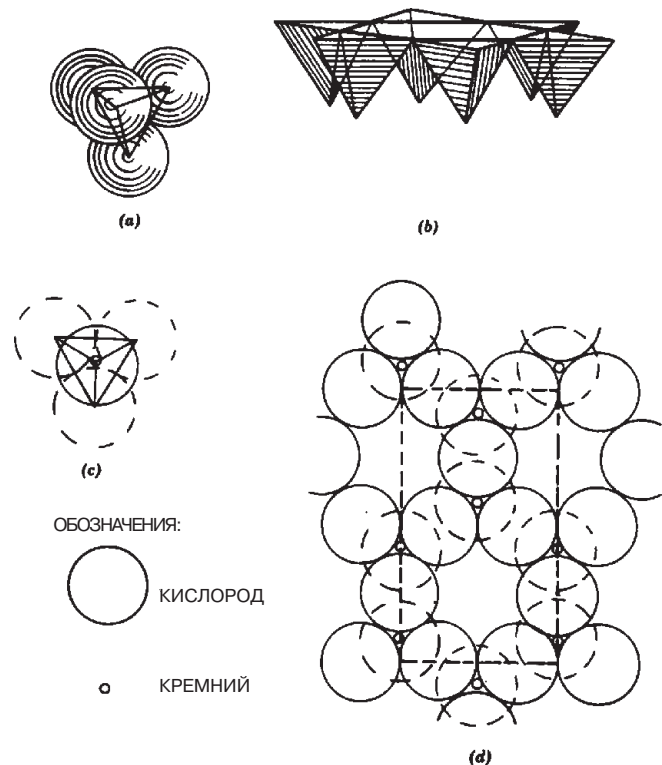


Рис. 11 — Структура тетраэдрального слоя. (а) Тетраэдральная структура Si и O. (b) Эскиз в перспективе тетраэдральной связи. (с) Проекция тетраэдра на плоскость слоя. (d) Вид сверху на тетраэдральный слой (пунктирная линия: площадь единичной ячейки). Большие окружности соответствуют кислороду, малые окружности — кремнию.

На Рис. 12 показано начинающееся разделение двух пластинок глины на стенках ствола скважины после поглощения воды, приводящее к образованию «изношенного края».¹⁵ Для иллитных глин типичным является расстояние в 10 ангстрем. Гидратированные катионы, часто находящиеся в буровых растворах, показаны с размерами относительно расстояния 10 ангстрем между поверхностями глины.

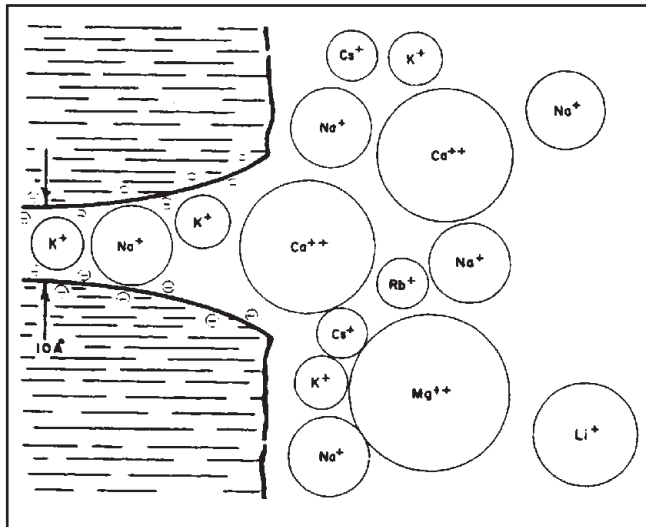


Рис. 12 — «Изношенный край» иллита с гидратированными ионами (в масштабе).

А теперь представим, как различные ионы должны взаимодействовать с началом развития нестабильности сланца, которое представляет изношенный край:

1. Если буровой раствор содержит только ионы кальция и магния, логично предположить, что разделенные пластинки будут расклинены большими и сильно гидратированными ионами. Углубление и расширение трещины должно ускоряться по мере поглощения воды. Если бы сланец был хрупким, то от него откалывались бы отдельные частицы, падая в ствол скважины.
2. Если бы присутствовали только ионы натрия, то гидратированные ионы поступали бы в более широкую часть изношенного края. При достаточно высокой концентрации ионов натрия пластинки бы сближались благодаря притяжению противоположных зарядов. При сближении до диаметра катионов водная оболочка вокруг катионов должна деформироваться прежде, чем может произойти дальнейшее смыкание. Любые ионы натрия, которые могли дегидратироваться и попасть в одно из отверстий в слое глины, удерживались бы там силой, которая меняется обратно и экспоненциально расстоянию между ионом и стенками скважины. Большая сила притяжения создавалась бы только на очень небольшом расстоянии. Опыт свидетельствует о том, что ион натрия не «фиксируется» глинами. Поэтому пла-

стинки глины будут удерживаться на расстоянии гидратированными ионами натрия и дополнительным поглощением воды и сближаться разницей зарядов. Преобладать будет большая из противоположных сил.

3. Если бы буровой раствор содержал только ионы калия, гидратированный ион легко проник бы между слоями ввиду своего небольшого размера. Поскольку водная оболочка вокруг иона легко деформируется, слои должны сближаться при относительно низкой концентрации катиона. Дегидратированные ионы калия, которые могут проникать в отверстия в слое глины, должны прочно удерживаться, так как ион плотно помещается в отверстие. Поэтому логично ожидать, что ионы калия будут стремиться замыкать изношенные края сланца на стенках ствола скважины и держать их закрытыми.
4. Если бы в буровом растворе присутствовали ионы кальция, натрия и калия, то механизмы, предложенные для каждого из ионов, действовали бы одновременно. Общий результат должен зависеть по крайней мере в большей степени от относительных концентраций отдельных ионов.

Аргумент, приведенный в предшествующем параграфе, поддерживается следующими наблюдениями:¹⁶

1. Удовлетворительная стабилизация сланца обеспечивается с использованием бурового раствора на водной основе, содержащего ионы калия в сравнительно небольшой концентрации.
2. Если в буровом растворе одновременно присутствуют ионы натрия и калия, лучшая стабильность сланца получается, когда концентрация иона калия является более высокой.
3. При смешивании бурового раствора на калиевой основе с морской водой стабильность сланца значительно повышается, если из раствора удаляется большинство ионов кальция и магния.

Фиксация калия глинами - это явление, на протяжении многих лет известное в химии грунтов. Калий будет реагировать в вышеописанном порядке с многими смектитовыми глинами, но не со всеми.¹⁷

Короче говоря, стабильность сланца достигается при использовании иона калия путем ограничения разбухания глин и уменьшения гидратационных напряжений. Изношенные края, образовавшиеся на стенках ствола скважины, которые послужили бы каналами для дальнейшего поглощения воды и, в конечном счете, инициирования трещины, смыкаются и поддерживаются небольшими посредством реакции глины с этим ионом. Ограничение осмотической гидратации должно зависеть от общей солёности бурового раствора (см. «Механизмы гидратации сланца»). Различные коллоидные материалы, присутствующие в буровом растворе, дополнительно ограничивают гидратацию сланца, в частности, если коллоиды являются анионными. К-LIGФ, являющийся основным компонентом системы бурового раствора КОН/К-LIG, служит источником таких поглощающих коллоидов (см. «Механизм стабилизации

сланца с использованием солеполимерного бурового раствора»).

ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ О ПРИМЕНЕНИИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА КАЛИЕВОЙ ОСНОВЕ

Влияние бурового раствора КОН/К-LIG на стабильность ствола скважины иллюстрируется следующими рисунками. Сланцы, показанные на Рис. 13, характеризуются высоким содержанием воды и зачастую высоким содержанием набухающих глин. Сланцы, как правило, являются исключительно растворообразующими и легко диспергируются в буровом растворе на основе пресной воды. На графиках давления, приведенных на Рис. 13, нет при-

знаков аномального порового давления в данной скважине.

Обратите внимание, что значительные размывы возникают только в пластах песка. Логично предположить, что турбулентный поток в затрубном пространстве, как правило, должен вызывать эрозию рыхлых песков. Неизвестно, можно ли избежать размывов песчаных слоев, если поддерживать ламинарным поток напротив УБТ.

Стабильность ствола при использовании КОН/К-LIG, описанная кавернограммой, которая анализируется на основе порового давления и используемой плотности бурового раствора, показана на Рис. 14⁸. Построены диаграммы каротажа сопротивления и акустического каротажа. Хотя имеется достаточно фактов для предположения о наличии аномального порового давления на основе диаграммы каротажа сопротивления, точки данных, по которым необходимо строить кривую нормального тренда, оставляют желать лучшего. Впоследствии были рассчитаны показанные поровые давления на основе данных акустического каротажа, по которым легко построить реалистичную кривую нормального тренда. Из анализа кривых, приведенных на Рис. 14, очевидно, что в данном случае был получен довольно стабильный ствол скважины несмотря на то, что гидростатическое давление заметно ниже пластового давления на нескольких интервалах скважины.

Из данных, представленных на Рис. 5, 8, 9, 10, 13 и 14, можно выстроить буровые растворы по способности стабилизировать ствол: на первом месте нахо-

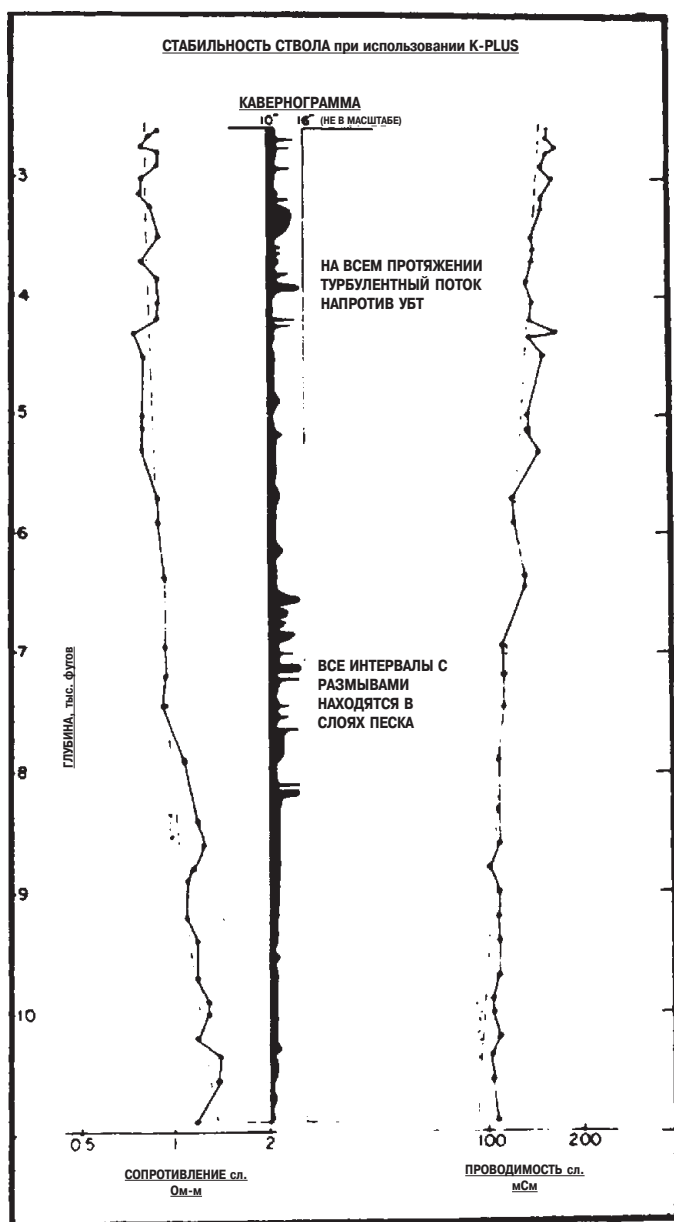


Рис. 13 — Стабильность ствола скважины на небольшой глубине; южная Луизиана

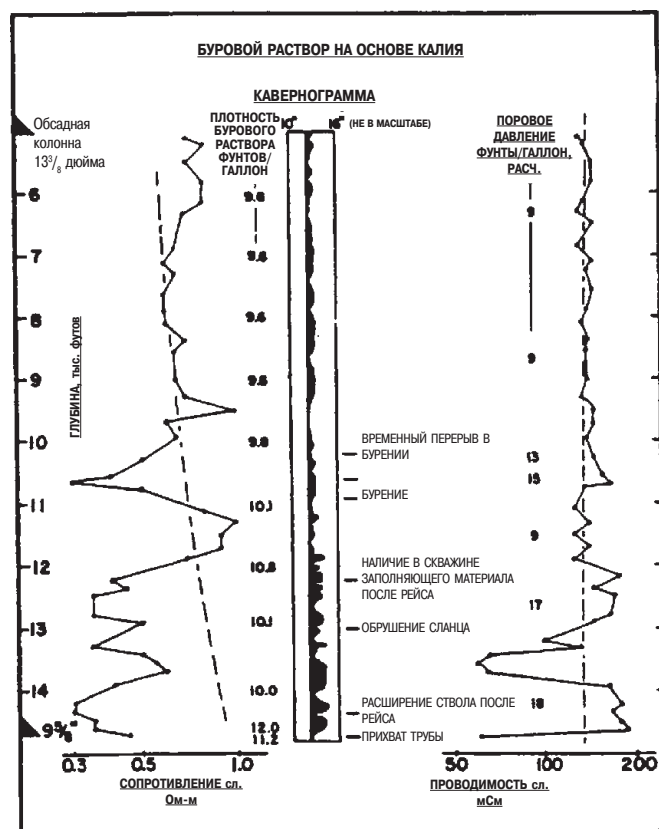


Рис. 14 — Стабильность ствола скважины, пробуренной с использованием бурового раствора КОН/К-LIG, в прибрежной морской зоне шт. Луизиана.

дится INVERMUL с регулируемой соленостью, эффект от использования солеполимерной системы и K+ примерно одинаков (но для различного применения), а третье место занял буровой раствор на основе пресной воды. Необходимо подчеркнуть, что один только химический состав бурового раствора не может гарантировать стабильности ствола скважины во всех сланцах при отрицательном дифференциальном давлении. Если стабильности скважины придается первостепенное значение, следует уделить внимание химическому составу бурового раствора и балансу давления, а также реологическим параметрам бурового раствора и влиянию гидравлической эрозии.

ССЫЛКИ

1. T. C. Mondshine, OGJ, July 14, 1969, 70-75.
2. R. E. Grim, Clay Mineralogy, 2nd Ed., 1968.
3. W. H. Fertl and D. J. Timko, OGJ, 5 Jan. '70, 97-108.
4. H. C. H. Darley, JPT, July 1969, 883-892.
5. W. R. Mathews and J. Kelly, OGJ, 20 Feb. '67, 92-103.
6. M. E. Chenevert, JPT, Oct. '70, 1309-1316.
7. J. P. Simpson, JPT, Nov. '71, 1294-1298.
8. G. R. Gray and N. K. Tschirley, Proc. IX., World Petr. Congress, Tokyo, May 1975.
9. W. H. Fertl, Petr. Engr., June 1974, 25-35.
10. W. E. Wallace, OGJ, July 5, 1965, 102-105.
11. C. E. Hottman and R. K. Johnson, JPT, June 1965, 717-721.
12. W. H. Fertl and D. J. Timko, WO, Sept. 1972, 45-50.
13. J. L. Kennedy, OGJ, May 29, 1972, 41-44.
14. H. van Olphen, An Introduction to Clay Colloid Chemistry (1963), Interscience, Ch. Six.
15. B. L. Sawhney, Clays and Clay Minerals, (1972), 20, 93-100.
16. T. C. Mondshine, OGJ, Apr. 22, 1974, 120-130.
17. C. E. Davis, N. Ah mad and R. L. Jones, Clay and Clay Minerals, (1971) 9, 219-230.
18. M. E. Chenevert, U.S. Pat. No. 3,702,564 (Nov. 14, 1972) Method for Determining Aqueous Activity of Subsurface Formations (to Esso Prod. Res. Co.).

AQUAGEL, BARAFLOC, CARBONOX, DEXTRID, INVERMUL и K-LOG являются зарегистрированными торговыми знаками NL Industries, Inc. K+ и Q-MIX являются торговыми знаками NL Industries, Inc. DRISPAC является зарегистрированным торговым знаком Drilling Specialities Co. Q-BROXIN является зарегистрированным торговым знаком Georgia-Pacific Corp.