

# СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Правильный выбор бурового раствора — один из факторов, влияющих на эффективность бурения. Тем не менее, заказчик далеко не всегда уделяет этому вопросу должное внимание, предпочитая выбирать раствор эмпирическим путем. В результате, зачастую выбранный «наугад» или «самый дешевый» буровой раствор не обеспечивает необходимого качества проводки скважины и снижает эффективность всего процесса бурения. Случается и другая крайность — заказчик покупает дорогостоящий раствор с особыми свойствами и переплачивает за бурение без какого-либо видимого дополнительного эффекта.

Очевидно, что выбор бурового раствора должен быть научно обоснован и четко алгоритмизирован. В предлагаемой вашему вниманию статье изложена научно обоснованная методология выбора системы раствора, обеспечивающая устойчивость глинистого разреза на примере Оренбургского НГКМ.



**Р**азработка бурового раствора или его выбор основываются на анализе геолого-технических условий проводки скважин. Для этого проводятся изучение минералогии разреза, анализ соотношения глинистых и устойчивых пород, определение влажности, плотности и коллоидно-химической характеристики глин, учет поровых — пластовых — давлений по разрезу, учет траектории, конструкции скважины и периода бурения под заданный интервал.

Прежде чем предлагать компании какую-либо систему бурового раствора, необходимо изучить геологию скважин, буровую технику, которой располагает компания, и уже на основе этих данных расчетными методами определить требуемые свойства бурового раствора. Далее под эти свойства следует подобрать соответствующую систему, оптимизировать ее по совокупности проведения работ и ценовым параметрам.

## Минералогия и шлам

При подборе раствора для рассматриваемых скважин Оренбургского НГКМ, прежде всего, было предпринято минералогическое изучение пород скважины (см. «*Минеральный состав пород скважины 1080-2 Оренбургского НГКМ*»). Эта работа была проведена для ОП «СБР» на договорной основе Институтом геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ).

Далее определили исходную влажность образцов шлама и объемную плотность пород. Выявлено, что объемная плотность отвечает нормально уплотненным глинам. Определены коэффициент коллоидальности (содержание глинистых частиц) и диспергируемость шлама (количество шлама, перешедшее в раствор, в %). Для определения диспергируемости шлам заданной крупности помещается в среду бурового раствора и определенное время обкатывается в специальной печи при за-

данной температуре. Таким образом можно определить технологические свойства растворов.

## Методология

После определения технологических свойств раствора составляется уравнение, выражающее соотношение влажности и плотности нормально уплотненных глинистых пород. Далее на его основе можно подобрать необходимые характеристики водной фазы бурового раствора. По соотношению глинистых пород просчитывается количество свободной и «рыхло» связанной воды. Образцы шлама с различных глубин выдерживаются при увлажнении до получения равновесных характеристик.

Далее для образцов шлама получаем отношение парциальных давлений (см. «*Зависимость влажности глинистого шлама с глубины 500–620 метров от относительного давления паров воды, находящегося в равновесии с водой глине*»; «*Зависимость влажности глинистого шлама с глубины 840–1200 метров от относительного давления паров воды, находящегося в равновесии с водой глине*») и определяем возникающее гидратационное напряжение в глинистой породе (см. «*Расчет гидратационного напряжения в глинистой породе*»).

Для определения активности воды в насыщенных растворах солей мы используем стандартную таблицу, отражающую зависимость активности от минералогического состава соли. В наибольшей степени активность воды снижают соли кальция и маг-

### Расчет гидратационного напряжения в глинистой породе

$$P_r = \frac{RT}{V} \ln \frac{P}{P_0}$$

где:  $P_r$  — внутреннее напряжение в породе при ее гидратации, Па;  $R$  — универсальная газовая постоянная, дж/моль·ОК;  $T$  — температура, ОК;  $V$  — парциальный массовый объем жидкости, м<sup>3</sup>;  $P$  — давление паров над сланцем, Па; Отношение — активность воды в сланцах. Активность воды в сланцах составляет 0,56–0,75, а активность в буровом растворе 0,90–0,99.

### Время начала осложнений в чисто глинистых отложениях можно определить по следующей зависимости

$$T = \left( \frac{15,75 \cdot R_{СКВ} \cdot \rho_p}{\pi_0 \cdot \rho_{\Pi}} \right) e^{-0,01 \alpha}$$

где:  $R_c$  — радиус скважины, м;  $\rho_p$  — плотность раствора, г/см<sup>3</sup>;  $\rho_p$  — поровое давление, выраженное через эквивалентную плотность, г/см<sup>3</sup>;  $\alpha$  — угол вскрытия глинистых отложений скважиной, град;  $\pi_0$  — скорость увлажнения в забойных условиях, м/ч.

Минеральный состав пород скважины 1080-2 Оренбургского НГКМ, %

Глубина, м	Глинистые минералы			Пол. шпаты	Карбонаты		Другие минералы		Глинистость	Карбонатность
	Гидро-слюда/смектит	Каолинит	Хлорит	Микроклин	Кальцит	Доломит	Кварц	Гематит		
560–580	0,21	3,65	0,43	36,19	14,61	13,66	25,31	5,94	4,29	28,27

ния, поэтому их добавление минимизирует активность водной фазы бурового раствора.

Затем по формулам рассчитывается давление набухания и предельное напряжение разрушения глинистой породы с определенной влажностью.

Зная предельное напряжение разрушения глинистой породы можно достаточно точно определить период устойчивого состояния глин, что в свою очередь дает возможность сделать прогноз устойчивости скважины.

**Время устойчивости скважины**

Используемый метод учитывает диффузию, гидратацию, осмотические явления и капиллярную пропитку, то есть все четыре механизма увлажнения. В зависимости от геологической ситуации и от того, каким образом бурится скважина, один из четырех механизмов может превалировать.

Следует подчеркнуть, что если напряжение не компенсировано гидростатическим давлением, никакая ингибирующая система не позволяет обеспечить устойчивость скважины — в этом случае обрушение почти наверняка произойдет.

При расчете учитывается и прямая зависимость напряжения

в стволе скважины от величины угла, а также существенное влияние температуры и давления на гидратацию.

Все коэффициенты в табличной форме определены для разных систем растворов.

**Способы изменения свойств бурового раствора**

К основным способам изменения свойств буровых растворов следует отнести следующие. Во-первых, уменьшение поверхностной гидратации за счет замены катионов обменного комплекса глин. Во-вторых, преобразование глинистых минералов и устранение межплоскостной гидратации. В-третьих, регулирование процессов осмотического влагопереноса путем поддержания более высокой концентрации электролитов в растворе, нежели в проходимых породах. В-четвертых, модифицирование поверхности глинистых минералов за счет молекулярного поглощения гидроокисей трехвалентных металлов.

Кроме того, для изменения свойств бурового раствора применяется капсулирование глин полимерами и добавление полимера с целью увеличения вязкости жидкой фазы бурового раствора и снижения степени гидратации, добавле-

ние асфальтоподобных материалов для изоляции и стабилизации трещиноватые глинистых сланцев. И, наконец, возможно применение растворов на неводной основе с регулируемой активностью водной фазы или безводных.

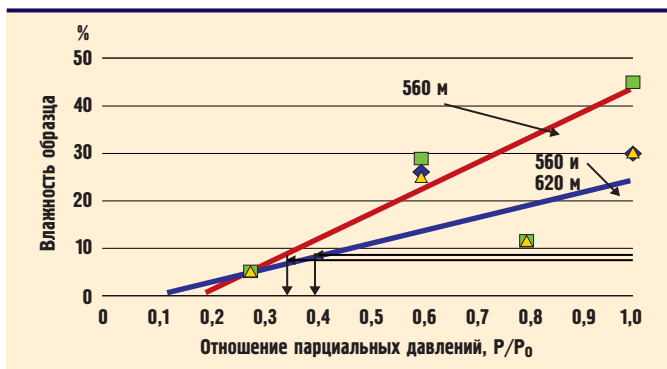
**Практическое применение**

Наша компания предложила предприятию «Газпром добыча Оренбург» ряд методов выбора буровых растворов. Надо отметить, что предложенная нами система как минимум в 1,5 раза дешевле той, которую в настоящее время использует подразделение «Газпрома»; к тому же наша система выигрывает за счет комплексности.

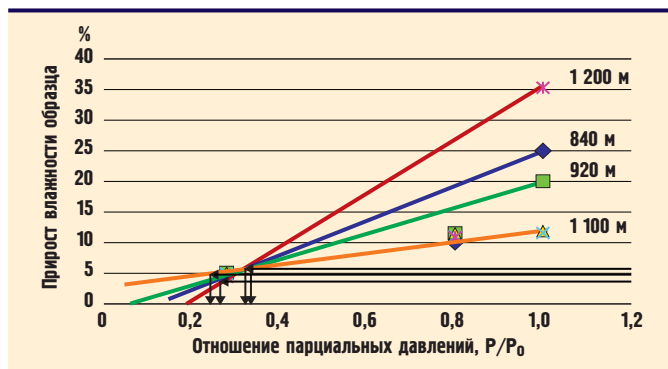
В заключение следует отметить, что на практике в ряде случаев (например, когда известен разрез скважины) может быть использован сокращенный вариант представленной выше методологии выбора бурового раствора.

Кроме того, есть возможность рекомендовать такую систему бурового раствора, которая обеспечит оптимизацию первичного вскрытия скважины, то есть позволит максимально сохранить коллектор и обеспечить сохранение потенциально возможного дебита. Возможен также прогноз дебита скважины.

Зависимость влажности глинистого шлама с глубины 500–620 метров от относительного давления паров воды, находящихся в равновесии с водой глине



Зависимость влажности глинистого шлама с глубины 840–1200 метров от относительного давления паров воды, находящихся в равновесии с водой глине



# КАЛЕНДАРЬ

www.mioge.ru • www.mioge.com

МЕЖДУНАРОДНЫЕ  
ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ  
КОМПАНИИ ITE

## 2009 • 2010



MIOGE

10-я МОСКОВСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
«НЕФТЬ И ГАЗ»

**23 – 26 июня 2009**  
Москва, Россия



TUROGE

9-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ»

**16 – 18 марта 2010**  
Анкара, Турция



RPGC

7-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС  
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»

**23 – 25 июня 2009**  
Москва, Россия



GIOGIE

9-я ГРУЗИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ,  
ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА»

**24 – 25 мая 2010**  
Тбилиси, Грузия



KIOGE

17-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

**6 – 9 октября 2009**  
Алматы, Казахстан



OGU

14-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

**11 – 13 мая 2010**  
Ташкент, Узбекистан



MANGYSTAU  
OIL & GAS

4-я РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА  
«МАНГИСТАУ НЕФТЬ И ГАЗ»

**3 – 5 ноября 2009**  
Актау, Казахстан



CASPIAN  
OIL & GAS

17-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

**1 – 4 июня 2010**  
Баку, Азербайджан



OGT  
2009

14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

**17 – 19 ноября 2009**  
Ашхабад, Туркменистан



RPGC

8-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС  
в рамках выставки «НЕФТЕГАЗ 2010»

**22 – 24 июня 2010**  
Москва, Россия



### ОРГАНИЗАТОРЫ



LLC MOSCOW

ITE LLC MOSCOW: 129164, Москва,  
Зубарев пер., дом 15, корп. 1  
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585  
Факс: +7 (495) 935 7351  
oil-gas@ite-expo.ru



GROUP PLC

ITE GROUP PLC: 105 Salusbury Road  
London, NW6 6RG, UK  
Tel.: +44(0) 207 596 5000  
Fax: +44(0) 207 596 5111  
oilgas@ite-exhibitions.com