

На монитор бурильщика выводятся прогнозируемые оптимальные данные бурения, и они носят информационно-рекомендательный характер, что позволяет давать экспертную оценку в реальном времени.

Приведенный вариант АСУ-бурения на основании накопленной ранее и постоянно обновляющейся информации позволяет прогнозировать, управлять и выдавать наиболее оптимальные режимы бурения, пополнять и корректировать БД, позволит значительно улучшить условия труда, ТЭП бурения и удешевить процесс углубления скважины.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Задирей В.Н. Развитие методик и разработка программных средств оптимизации режимов бурения для проекти-

рования и управления углублением скважины / В.Н. Задирей: дис. ... канд. техн. наук. — Ухта, 2002. — С. 155.

2. Каменских С.В., Осипов П.Ф. Моделирование износа вооружения шарошечных долот // Проблемы освоения природных ресурсов Европейского Севера: тр. Ухтинского индустриального ин-та. — Ухта, 1996. — Вып. 2.

3. Каменских С.В., Осипов П.Ф., Волкова И.И. Моторесурс опоры шарошечных долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — М.: ОАО «ВНИИО-ЭНГ», 1996. — № 4.

4. Краснов С.А. Управление и оптимизация режимов бурения в системе удаленного мониторинга по значениям текущей рейсовой скорости и амплитуде продольных колебаний (на примере месторождений Тимано-Печорской провинции): дис. ... канд. техн. наук. — Ухта, 2008. — С. 101.

5. Осипов П.Ф., Скрябин Г.Ф. Оптимизация режимов бурения гидромониторными шарошечными долотами. — Ярославль: Медиум-пресс, 2001. — 239 с.

## БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

УДК 622.244.442

### ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ИЗВЕСТКОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

А.А. Васильченко

*Удивительно, как некоторые не понимают собственной выгоды.*

Р. Киплинг

Слова одного из сказочных героев Р. Киплинга приходят в голову всякий раз, когда встречается поразительный пример пренебрежения техническим решением высокой эффективности. Люди по отношению к любому незаурядному достижению подразделяются на тех, кто действительно не улавливает собственной и общественной выгоды от применения его в промышленности, и тех, кто понимает собственную выгоду, но не в использовании новой технологии. Рассмотрим типичный случай из истории развития промышленных технологий на примере бурения скважин, точнее, — буровых растворов для сложных условий бурения.

Интересный тип бурового раствора — известковый. Однако при этом объемы использования известковых буровых растворов (ИЗБР) в течение последних 20 лет — мизерные. Для понимания и объяснения этого парадокса полезно обратиться к истории возникновения и развития ИЗБР. Историю ИЗБР, как и историю человечества, можно условно разделить на несколько периодов: древность (начало XX в.), средневековье (середина XX в.), новая история (70-е и 80-е гг.) и новейшая история (90-е гг. прошлого и начало XXI в.).

Практически сразу с появлением технологии бурения скважин с промывкой забоя буровыми растворами возникла проблема укрепления стенок скважины. Первым и совершенно очевидным решением этой проблемы было предложение использовать в составе бурового раствора известь: глинистый материал стенок скважины, который в присутствии воды обычно набухал и обрушался, в результате взаимодействия с известью образовывал прочный цементный камень непосредственно на стенках скважины. Уже в 1904 г. описан успешный опыт применения ИЗБР [1]. Первый американский патент Л.С. Копелина на глинистый ИЗБР появился в 1922 г. (Пат. 411164 США). Уже на заре применения растворов известкового типа уникальные крепящие свойства извести стали серьезно осложнять технологию их применения: известь активно взаимодействовала не только с алюминатами и силикатами на стенках скважины, но и с глинистыми частицами и выбуренной породой в буровом растворе. Вероятно, поэтому уже в 1930-е гг. как альтернатива известковым системам появились силикатные буровые растворы (например, Пат. 2102555 США от 1937 г. и 2165823 от 1939 г.), в составе которых использовалось значительно большее количество закре-



пляющего вещества, способного при этом действовать мягче и щадить коллоидную глину в буровом растворе.

На 1950-е гг. приходится пик использования глинистых ИЗБР в США. С увеличением глубин бурения и соответствующим ростом забойных температур обострилась внутренняя противоречивость рецептуры ИЗБР, которая основывалась, с одной стороны, на коллоидной глине как регуляторе вязкости и, с другой стороны, на извести, неизбежно преобразующей глину в инертную твердую фазу при повышенных температурах. Применение в рецептуре растворов разжижителей и защитных коллоидов не могло предотвратить взаимодействие коллоидной глины с известью на забое глубоких скважин. Постоянная переработка глины в инертную твердую фазу обусловила такое качество ИЗБР, как высокая глиноемкость. Применение ИЗБР все чаще заканчивалось цементацией ствола вместе с бурильным инструментом при поступлении большого количества выбуренной породы и остановке циркуляции раствора в скважине. В результате за ИЗБР закрепились «слава» нетермостойкой системы.

Разрешение этого внутреннего противоречия требовало или ослабления ингибирующих свойств ИЗБР, или исключения из рецептуры глины как коллоидной основы раствора. Американские специалисты пошли путем подавления активности гидроокиси кальция в системе глинистого бурового раствора. В результате появился новый тип бурового раствора — высококальциевый. Теоретическим обоснованием такого перехода послужила модель ингибирующего действия извести, согласно которой для предотвращения набухания необходимо осуществить замену ионов натрия на поверхности глинистых частиц и пакете минерала на ионы кальция с расчетом на меньшую степень набухания кальциевой формы глинистых минералов. Таким образом, произошел переход от намерения при помощи извести закреплять стенки скважины цементным камнем к священнодействию с ионообменными процессами. По существу, высококальциевые буровые растворы с содержанием ионов кальция от 200 до 6000 мг/л и pH = 8...9 — это ИЗБР с очень низким содержанием гидроокиси кальция. Высококальциевые буровые растворы берут свое начало от патентов У.Дж. Вейса (Пат. 2802783, 1957 г.; 2896915, 1959 г.; 2921898, 1960 г., США), в рецептуре которых, кроме гидратированного бентонита и гидроокиси кальция, использовалась хорошо растворимая в воде кальциевая соль при поддержании pH бурового раствора ниже уровня 12,6, характерного для предыдущих версий ИЗБР.

Следует упомянуть еще один вариант предотвращения схватывания ИЗБР, обогащенного выбуренной глинистой породой (Пат. 2987298 США, 1961 г.): предлагалось осуществлять циркуляцию бурового раствора в скважине в течение 1...10 сут, полностью переработать глину в инертную твердую фазу, после чего ИЗБР можно было использовать даже в качестве пакерной жидкости.

**Новая история ИЗБР** начинается страницей о БСК (безглинистая с крепящими свойствами промышленная жидкость), разработанная П.Г. Кулагиным в 1960-е гг. (А. с. 299637 СССР, 1971 г.). В то время как американские специалисты пошли путем ослабления ИЗБР, П.Г. Кулагин заменил глинистую коллоидную фазу органической — кальциевыми гуматами бурого угля. Жидкость БСК довольно широко использовалась в 1970-е гг. на многих месторождениях Украины и в Белоруссии. Высшим достижением периода применения БСК можно считать бурение сверхглубоких скважин № 500, 600 и 700 в интервале истощенных газовых пластов с аномально низким давлением (АНД) без дифференциальных прихватов бурильного инструмента и без поглощений бурового раствора, насыщенного солью.

В результате промышленного применения БСК было установлено:

ИЗБР на основе органической коллоидной фазы имеет термостойкость около 200 °С (по сравнению со 100 °С глинистых ИЗБР);

полностью сохраняется естественная проницаемость продуктивных пластов на стадии первичного вскрытия и крепления скважин;

исключаются прихваты за счет перепада давления даже при продолжительном пребывании бурильного инструмента без движения на забое скважины;

минимизируются потери бурового раствора вследствие поглощений в пластах с АНД;

облегчается процесс цементирования обсадных колонн и повышается герметичность скважин.

К недостаткам известковой системы БСК можно отнести использование больших количеств бурого угля и каустической соды.

Следующая страница новой истории ИЗБР связана с разработкой и промышленным использованием безглинистого раствора, органическая коллоидная фаза которого была представлена лигносульфонатами, а щелочной компонент — кальцинированной содой (А. с. 1211274 СССР, 1985 г.).

Заметным достижением лигносульфонатного ИЗБР можно считать восстановление за счет его крепящих свойств осложненных стволов в скважинах № 24 — Мурманская и 82 — Северо-Кильдинская и успешное доведение до проектной глубины впервые на шельфе Баренцева моря [2]. Также впервые бурение этих скважин было продолжено практически без проработки ствола после консервации с использованием ИЗБР в течение нескольких месяцев.

Благодаря использованию лигносульфонатного ИЗБР уникальный результат был получен на скважине № 800 — Шебелинской при бурении под промежуточную 324-мм колонну в интервале 1360...3738 м через пласты, которые, по обычным меркам, не совместимы по условиям бурения: отложения верхнего карбона с АНД (коэффициент аномальности  $K_a = 0,25$ ), пермские хемогенные отложения, требующие полного насыщения солью водной среды бурового раствора, и отложения аргиллитов среднего карбона,



склонных к осыпанию в скважину [3]. Углубление скважины осуществлялось без поглощений и прихватов, несмотря на репрессии на истощенные газоносные пласты в 23 МПа и неожиданные отклонения электроэнергии и оставление бурильного инструмента в скважине без движения довольно продолжительное время.

В результате применения лигносульфонатного ИЗБР было установлено:

что можно упростить конструкцию скважин и значительно увеличить выход ствола из-под предыдущей колонны, включая в интервал бурения пласты, не совместимые по условиям бурения;

можно бурить скважины на шельфе благодаря отсутствию токсических веществ в рецептуре и отсутствию наработки излишних объемов бурового раствора;

можно производить долговременную консервацию скважин без потери устойчивости ствола.

Что касается преодоления проблемы поглощений бурового раствора, то для полноты картины следует отметить, что специалисты ведущих западных фирм Baker Hughes Drilling Fluids, M-I Swaco, ExxonMobil и Shell разработали и настойчиво предлагают к внедрению дорогую и очень сложную технологию укрепления стенок скважины и предотвращения поглощений бурового раствора путем управляемого расклинивания трещин поглощающего пласта специальным материалом.

Название одной статьи из большой рекламной серии [4—8 и др.] имеет форму риторического вопроса: «Designing Fluids for Wellbore Strengthening — Is It an Art?» [8], что означает «Создание жидкостей для укрепления скважин — это ли не искусство?». Наукоёмкая работа зарубежных специалистов порождает другой риторический вопрос: это произведение искусства ради искусства? Ведь специалисты высокого уровня новой генерации не могут не знать об успешном решении проблемы бурения глубоких скважин в условиях периодического возникновения катастрофических поглощений [9]. Кратко напомним, что американская фирма Amoco Production Co из-за поглощений бурового раствора на нефтяной основе не смогла довести до проектной глубины скважину Mustang Island A-111 на шельфе Мексиканского залива. Скважину A-110, которую бурили уже на известковом буровом растворе, довели до проектной глубины 5693 м благодаря тому, что гидроразрывы, которые время от времени возникали, самозалечивались (the hole was allowed to heal) в результате взаимодействия извести с горными породами. Операция по ликвидации поглощений была очень простой: бурильный инструмент поднимали в башмак, а в это время трещины в стенках скважины закреплялись цементом. Такая операция проводилась несколько раз и не сопровождалась применением наполнителей или экзотических технологий.

Новейшая история известковых систем связана с использованием синергетических комплексов реагентов для регулирования структурно-реологических и

фильтрационных свойств бурового раствора. Синергизм комплекса реагентов проявляется в том, что в результате физико-химического взаимодействия в водном растворе компоненты приобретают новые свойства, например: биополимеры ксантанового ряда повышают свою устойчивость к действию высокой щелочности среды ( $\text{pH}=12$ ) и высоких температур (на  $15\ldots 20^\circ\text{C}$ ), полимеры акрилового ряда приобретают устойчивость к ионам поливалентных металлов, а гуматы выдерживают полное насыщение водной среды солями. ИЗБР на основе синергетических комплексов реагентов (Пат. 5649, 20698, 32247 Украина и др.) кроме крепящих свойств обладают еще и структурно-реологическими свойствами, характерными для полимерных растворов.

Экономические и экологические показатели ИЗБР на основе синергетической композиции реагентов выше, чем у аналогов. Преимущества ИЗБР вполне однозначно отображают результаты сравнительного испытания безглинистых биополимерных буровых растворов системы Flo-Pro и известкового на основе синергетической композиции реагентов при бурении под эксплуатационную колонну диаметром 140/168 мм в московских отложениях среднего карбона на скважине № 65—Восточнополтавской [10]. После углубления скважины на растворе Flo-Pro в интервале 4400...4545 м ствол осложнился. В течение 1 мес осуществлялись проработки ствола, которые сопровождалась поглощениями раствора, однако дойти до забоя и произвести наращивание бурильного инструмента не удалось. После перехода на известковый биополимерный раствор с  $\text{pH}=12$  ствол скважины был проработан и восстановлен в течение 1 сут. Далее скважина была пробурена до проектной глубины 4890 м без осложнений. Затраты на приготовление и обработку раствора Flo-Pro в интервале бурения 4400...4547 м значительно превысили затраты на приготовление и обработку известкового биополимерного бурового раствора в интервале 4547...4890 м. В результате непосредственного сопоставления данных использования двух биополимерных систем буровых растворов в одной скважине установлены очевидные технологические и экономические преимущества известковой системы на основе синергетической смеси реагентов.

Уникальное сочетание высокой термостойкости синергетических смесей реагентов в составе ИЗБР с крепящими свойствами извести позволили включить эти растворы в проекты на строительство всех глубоких газовых скважин в Украине и успешно применять их при бурении всего интервала от кондуктора и до 6200 м. Например, на Березовском ГКМ удалось успешно пробурить и перекрыть первой промежуточной колонной интервал 200...3900 м, включающий мощные отложения пластичных глин триаса, пласты пермских хемогенных пород и нижележащих аргиллитов верхнего карбона. В тех же случаях, когда из-за отсутствия извести на складе бурового предприятия (причина для начала XXI в. довольно странная) тех-



нологи отклонялись от проектного решения и скважину бурили по той же конструкции, но на обычном буровом растворе, то получали полный комплект осложнений: ежедневные поглощения по 6...8 м<sup>3</sup> раствора, потерю устойчивости стенок скважины, перебуривание значительного интервала вторым стволом, недоспуск обсадной колонны и получение заниженных дебитов газа из продуктивных пластов.

### Выводы

ИЗБР — единственный тип бурового раствора, который имеет более чем вековую историю. Все события в истории развития и применения ИЗБР понятны и логичны, но только до наступления периода новой истории. После того как произошло разделение двух несовместимых начал бурового раствора (глины и извести), новый тип ИЗБР приобрел уникальное сочетание полезных свойств:

способность формировать прочный цементный камень на стенках скважины, сложенных алюмосиликатными горными породами;

способность полностью сохранять естественную проницаемость продуктивных пластов при первичном их вскрытии и креплении эксплуатационной колонны;

способность подавлять глинистую коллоидную фазу в буровом растворе и предотвращать наработку излишнего объема;

термостойкость до 200 °С;

способность уменьшать потери бурового раствора вследствие поглощений;

полностью исключить дифференциальные прихваты;

способность обеспечивать надежное сцепление цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины без применения операций отмывания;

возможность реализации в экологически чистом варианте и использования в морском бурении;

низкая себестоимость за счет использования синергетической смеси реагентов.

Даже простое перечисление превосходных качеств ИЗБР неизбежно порождает вопрос: почему столь низки объемы применения известковых систем? Трудности внедрения ИЗБР во времена СССР легко объяснить тем, что отсутствовала экономическая заинтересованность в использовании технологических новшеств. В постсоветское время заинтересованность вроде бы должна была возникнуть, однако ИЗБР по-прежнему практически не применяются.

В 70-е и 80-е гг. прошлого столетия на технических совещаниях по буровым растворам специалисты буровых предприятий Украины часто задавали вопрос П.Г. Кулагину, на который готового ответа не было: если известковый буровой раствор такой универсальный и эффективный, то почему его не применяют за рубежом капиталисты, которые не глупее нас и умеют считать деньги? Современный анализ позволяет дать ответ спустя несколько десятилетий. Дело в том, что за рубежом в результате естественного разделения труда

появились специализированные сервисные фирмы по буровым растворам и реагентам. Главный приоритет в деятельности этих предприятий — это стремление получать максимальную прибыль при обеспечении условий бурения скважины без аварий и осложнений. Поэтому, если у менеджера сервисного предприятия возникает выбор применить ИЗБР с высоким технологическим эффектом и минимальными затратами на реагенты или наукоёмкую, но дорогую технологию примерно с таким же технологическим результатом (афрониксы, наполнители, закрепляющие поглощающие пласты и др.), то разумный менеджер сделает очевидный и экономически выверенный выбор.

Эта статья предназначена вниманию менеджеров добывающих предприятий, чей интерес заключается в уменьшении затрат при высоком качестве строительства нефтяных и газовых скважин. Не вызывает сомнений то, что именно взвешенный выбор менеджеров от нефте- и газодобычи предопределяет повсеместное и широкое применение ИЗБР нового поколения в XXI в.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Глушков И.Н. Руководство к бурению скважин. Часть III: Бурение с промывкой забоя. / Н.И. Гросман и Г.А. Вендельштейн. — М.: Типо-литография, 1904. — 145 с.
2. Кулагин П.Г., Васильченко А.А. Опыт промышленного применения экологически чистого бурового раствора при бурении на шельфе // Тр. Междунар. конф. «Разработка газоконденсатных месторождений». Секция 2 «Вскрытие и крепление газоконденсатных скважин». — Краснодар, 1990. — С. 26—27.
3. Досвід буріння надглибокої св. 800 Шебелинська у складних гірничо-геологічних умовах / А.О. Васильченко [и др.] // Нафтова і газова пром-сть. — 1995. — № 1. — С. 26—27.
4. Предотвращение дифференциального прихвата и потерь бурового раствора в процессе бурения / С. Беннайс [и др.] // Нефтегазовые технологии. — 2006. — № 1. — С. 21—27.
5. Дьюприст Ф. Систематизация напряжения смыкания трещин и практика борьбы с поглощениями // Нефтегазовые технологии. — 2006. — № 2. — С. 12—18.
6. Новый метод предотвращения поглощения бурового раствора / Ф. Дьюприст [и др.] // Нефтегазовые технологии. — 2009. — № 3. — С. 36—42.
7. Предотвращение поглощения благодаря непрерывному укреплению ствола скважины / Эрик ван Оорт [и др.] // Нефтегазовые технологии. — 2009. — № 3. — С. 31—35.
8. Tehrani A., Friedheim J., Cameron J., Reid B. «Designing Fluids for Wellbore Strengthening — Is It an Art?» AADE-07-NTCE-75, AADE National Conference and Exhibition, Houston, Texas, April 10—12, 2007.
9. Elsen J.M., Mixon A.M., Broussard M.D., LaHue D.R. Application of a Lime-based Drilling Fluid in a High Temperature / High Pressure Environment // SPE Drill. Eng. — 1991. — Vol. 6, N 11. — P. 507—532.
10. Васильченко А.О. Результати порівняльних випробувань зарубіжного та вітчизняного безглинистих біополімерних бурових розчинів // Нафтова і газова промисловість. — 2009. — № 5. — С. 16—18.