



УДК 622.244.448

## БУРЕНИЯ СКВАЖИН В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ АО «УЗБУРНЕФТЕГАЗ» В УСЛОВИЯХ РАПОПРОЯВЛЕНИЯ

### WELL-DRILLINGS IN SALIFEROUS DEPOSITS OF JSC «UZBURNEFTEGAZ» IN THE CONDITIONS OF RAPOPROYAVLENIYA

**Махаматхожаев Д.Р.**

кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник,  
Ташкентский государственный технический университет  
id.yug2016@gmail.com

**Ёкубова Ф.Б.**

Ташкентский государственный технический университет

**Саидов Т.С.**

Ташкентский государственный технический университет

**Makhamatkhozhayev D.R.**

Candidate of Technical Sciences,  
Senior research associate,  
Tashkent state technical university  
id.yug2016@gmail.com

**Yokubova F.B.**

Tashkent state technical university

**Saidov T.S.**

Tashkent state technical university

**Аннотация.** В статье приводятся результаты промышленного испытания состава бурового раствора при бурение ствола скважин в соленосных отложениях АО «Узбурнефтегаз» в условиях рапопроявления. Автором в качестве циркулирующего бурового раствора предложено использовать высокоминерализованная пластовая вода-рапа, который обрабатывается с негидролизированным полиакриламидом для придания ему технологических свойств, отвечающий требованиям строительства скважин в хемогенных отложениях. Предложенный состав бурового раствора прошел успешно внедрен на бурящихся скважинах АО «Узбурнефтегаз» при ликвидации рапопроявления.

**Ключевые слова:** Поисково-разведочная площадь, хемогенные отложения, рапопроявление, глинистый буровой раствор, УЩР, КМЦ, крахмал, негидролизированный полиакриламид, мраморная пудра, открытий фонтан.

**Annotation.** The article presents the results of an industrial test of the drilling mud composition when drilling a wellbore in saline deposits of AO «Uzburneftegaz» under conditions of rapprochement. The author proposed the use of highly mineralized stratal water-brine as a circulating drilling mud, which is treated with unhydrolyzed polyacrylamide to give it technological properties that meets the requirements of well construction in chemogenic deposits. The proposed composition of the drilling fluid was successfully introduced on the drilling wells of AO «Uzburneftegaz» during the liquidation of the rapprochement.

**Keywords:** Exploration area, chemogenic deposits, rapprochement, clay mud, USHR, CMC, starch, unhydrolyzed polyacrylamide, marble powder, openings fountain.

Опыт бурения скважин на нефтяных и газовых месторождениях Бешкентского прогиба и Бухара-Хивинской нефтегазоносной области показывает, что одной из причин осложнений при вскрытии в соленосных отложениях, является осмотический массообменный процесс.

Эффективным мероприятием, предупреждающим осложнений под влиянием осмотических массообменных процессов, является искусственное засоление буровых растворов или применение растворов на неводной основе с высокоминерализованным водным компонентом. Однако, до настоящего времени выбор необходимой степени минерализации бурового раствора (его фильтрата) базируется только на многолетнем практическом опыте. Это во многих случаях приводит к необоснованному перерасходу реагентов и к увеличению затрат средств на проводку скважины в целом.

Результаты гидрохимических и гидрогеологических исследований пластовых (поровых) вод по скважинам, пробуренным на разведочных площадях Юга Западного Узбекистана, показывают [1], что с ростом глубины скважины наблюдается закономерное увеличение степени минерализации пластовых (поровых) вод. Однако в отдельных случаях степень минерализации несколько снижается с увеличением глубины залегания пластов. Анализ показывает, что снижение степени минерализации пластовых (поровых) вод чаще всего отмечается в зонах аномально-высоких пластовых (поровых) давлений (АВПД).

Бурение соленосных отложений нередко осложняется проявлениями или открытыми фонтанами аномально высокоминерализованных рассолов – рапы. Обычно скопления рапы приурочены к изолированным в толще соли полостям. Химический состав рапы различен, поскольку он соответствует составу слагающих данный разрез солей. Встречаются рапы хлоридно-натриево-кальциевые и хлоридно-натриево-магниевые плотностью 1280–1380 кг/м<sup>3</sup> [2].

Для рапы характерно аномально высокое давление, намного превышающее противодавление, создаваемое столбом промывочной жидкости. Рапа, попав в ствол скважины, резко ухудшает свойства буро-



вого раствора. Поднимаясь по стволу скважины, она «охлаждается» из нее выпадают и оседают на стенках скважины соли, преимущественно NaCl, имеющую меньшую растворимость. Иногда уменьшение диаметра скважины снижает скорость восходящего потока, что способствует увеличению перепада температуры между забоем и устьем и, следовательно, большему осадконакоплению, вплоть до полной закупорки ствола скважины. После очистки ствола скважины от соли фонтанирование может возобновиться [3].

Фонтанирование скважин рапой обычно характеризуется большими объемами выброшенной жидкости и соли. Размеры обломков соли составляют от 20 до 2 мм и меньше.

Фонтанирование рапой с большим дебитом являлось причиной обвалов неустойчивых и слабосцементированных пород с прихватом бурильного инструмента. В результате чего в скважине наблюдается частичное или полное прекращения поступления рапы на поверхность.

Осложнения, связанные с рапопроявлениями в процессе проводки разведочных и эксплуатационных скважин, имели место на многих скважинах. В большинстве скважинах рапопроявление происходило при проводке их в соленосных отложениях киммеридж-титона, которые были ликвидированы.

В процессе бурения скв. 30 Шуртанского месторождения под 219 мм промежуточную колонну по отложениям кимберж-титона при забое 2880 м было встречено рапопроявление с дебитом 11 м<sup>3</sup>/ч. При бурении этого интервала применялся буровой раствор состоящий в расчете на сухое вещество из следующих компонентов, в вес. % глины нефтеабадской – 20–30; кальцинированной соды – 0,5–1,0; каустической соды – 0,3–0,5; К-4 – 4,0–6,0; К-9 – 5,0–8,0 и модифицированного крахмала или КМЦ – 2,0–5,0; нефти – 8,0–10,0 [4]. Ликвидировать рапопроявление указанным выше составом бурового раствора не удалось, так как, при постоянном притоке рапы, в котором содержатся до 87–100 г/л CaCl<sub>2</sub>, 9–12 г/л MgCl<sub>2</sub>, 230–240 г/л NaCl и присутствие других солей не дали возможность сохранить желаемые технологические параметры раствора. Из-за высокого содержания агрессивных солей Ca<sup>+2</sup>, Mg<sup>+2</sup> технологические свойства буровых растворов резко ухудшались. После чего эта скважина была оставлена на разгрузку. Через некоторое время дебит рапы снизился до 1 м<sup>3</sup>/ч. После расчистки ствола скважины от кристаллов рапы была спущена 219 мм промежуточная колонна на глубину 2714 м и зацементирована.

Далее при вскрытии продуктивного горизонта наблюдалось значительное поглощение бурового раствора. Во избежание сильного газопроявления, зона поглощения была перекрыта цементным мостом. В период ОЗЦ моста через башмак промежуточной колонны прорвала рапа дебитом 7 м<sup>3</sup>/ч. Скважина была поставлена на разгрузку в течение 3 мес. При забурировании закристаллизованной соли (дебит рапы снова возрос до 46 м<sup>3</sup>/сут) скважина была ликвидирована. Примерно, также сложились судьбы скважин 11; 9; 17; 15 пл. Шуртан.

В борьбе с рапопроявлением более благоприятные условия имеются при проводке скважин с одновременным вскрытием соленосной и продуктивной толщ. При этом за счет перекрытия вышележащих терригенных отложений промежуточной колонной создаются благоприятные условия для проводки скважины через зону рапопроявления [5].

Однако при этом дальнейшее углубление скважины затрудняется необходимостью вскрытия XV продуктивного пласта, что требует поддержания параметров промывочной жидкости на заданном уровне.

На месторождении Шуртан закончен ряд скважин с совместным вскрытием соленосной и продуктивной толщ при дебите рапы до 5 м<sup>3</sup>/сут. Однако дебит рапы свыше 15 м<sup>3</sup>/сут как правило были ликвидированы из-за невозможности дальнейшего углубления скважин (59; 65; 69; 68; 58; 166; 212 пл. Шуртан).

На месторождении Шуртан при бурении эксплуатационных скважин рапопроявления имели место на скважинах №№54, 65, 59, 68, 152, 69, 166, 212, 191, 70. Большинство из них ликвидированы, а скважины №№59, 152 являются контрольными (наблюдательными). Кроме того, при бурении 18 скважин (№№132, 133, 134, 135, 136, 139, 55, 121, 126, 141, 138, 163, 122, 155, 61, 143, 208, 207) наблюдались проявления рапы с дебитом от 1 до 9 м<sup>3</sup>/сутки. Все эти скважины закончены бурением с интенсивной обработкой бурового раствора такими реагентами, как крахмал, КМЦ, кальцинированная сода, каустическая сода и др.

Рапопроявления на месторождении Кокдумалак были отмечены на многих скважинах, большинства из которых ликвидированы. Дебит рапы варьирует в широких пределах – от 21,2 м<sup>3</sup>/сут (скв. № 69) до 4752 м<sup>3</sup>/сут (скв. № 74), 5184 м<sup>3</sup>/сут (скв. № 14) и выше (скв. № 275).

Плотность рапы изменяется от 1220 кг/м<sup>3</sup> (скв. №16) до 1349 кг/м<sup>3</sup> (скв. № 55). pH рапы изменяется от 2,8 (скв. № 55) до 7,2 (скв. № 125). Температура переливающейся рапы 87–90 °С. Общая минерализация рапы варьирует в пределах от 280,912 г/л (скв. № 16) до 721,62 г/л (скв. № 55). Глубина рапопроявления по скважинам изменяется от 2280 м (скв. № 275) до 2720 м (скв. № 125), 2693 м (скв. № 48), 2701 м (скв. № 16). В составе рапы содержание хлоридов кальция изменяется от 18,44 г/л (скв. № 16) до 102,23 г/л (скв. № 55), хлоридов магния – от 18,0 г/л (скв. № 16) до 79,18 г/л (скв. № 55). В составе рапы преобладают ионы натрия, калия, хлора, кальция, магния, сульфата, карбоната. Рапопроявления по всем скважинам приурочены к солевым отложениям киммеридж-титона. Рапопроявляющая скв. № 125 в течение 70 суток была оставлена на разгрузку рапаносной зоны (линзы). Однако, через 10 суток прекратилось поступление рапы на поверхность из-за кристаллизации рапы и образования соляных пробок по стволу скважины. Через 133



сутки началось проработка ствола скважины с использованием глинистого раствора с плотностью  $1160 \text{ кг/м}^3$ , обработанным с КМЦ, УЩР, каустической содой. Процесс проработки происходил с осложнениями, связанными с затяжками бурильного инструмента из-за сужения ствола скважины и обвала стенок скважины. Один и тот же интервал прорабатывался неоднократно, для проработки ствола скважины до глубины 2676 м было затрачено более 2 месяцев. При этом рапопроявление возобновилось с дебитом 15 л/с, затем, по истечении 5 суток его дебит снизился до 5 л/сек. В процессе проработки ствола скважины было израсходовано  $600 \text{ м}^3$  раствора, 30 т глины, 1,2 т КМЦ, 36 т бурого угля, 6 т каустической соды, 6 т кальцинированной соды, 6 долот, 2907 часов работы буровой бригады. Скважина была ликвидирована. Аналогичные работы были запланированы и на рапопроявляющих скважинах №№ 48, 111, однако в процессе проработки ствола до глубины 580 м (на 110 м ниже башмака кондуктора) и 480 м (на 128 м ниже башмака кондуктора) соответственно начались посадки и сильные затяжки бурильного инструмента. Во избежание прихвата бурильные инструменты были подняты и скважины ликвидированы. В данное время на поисково-разведочных площадях АО «Узбурнефтегаз» происходит рапопроявление в процессе вскрытия соленосных отложений. Ведение буровых работ на поисково-разведочных площадях используется конструкция скважин, предусматривающего, перекрытия терригенных и хемогенных отложений с технической обсадной колонной. А на эксплуатационных нефтяных и газовых месторождениях за последние годы при разбуривании ствола скважин в рапаносных зонах в нашей Республике и за рубежом используется сложная конструкция скважины, которая предусматривает перекрытие терригенных отложений с обсадной колонной. После спуска технической колонны диаметром 245 мм до кровли солей и последующего его цементирования, вскрытия соленосных отложений производится с применением утяжеленных буровых растворов [6].

Поэтому процесс вскрытия хемогенных отложений на эксплуатационных месторождений, намного легче по сравнению с поисково-разведочными площадями. Использование простой конструкции скважин ограничивает применения утяжеленных буровых растворов, и конечном счете приводит к дополнительным расходам времени и денежных средств, которые отрицательно влияет на себестоимость строительства нефтяных и газовых скважин.

Для бурения ствола скважин на разведочных площадях применяются соленасыщенные глинистые буровые растворы со следующими технологическими параметрами: плотность –  $1320\text{--}1350 \text{ кг/м}^3$ , условная вязкость – 40–45 с; водоотдача –  $8,0\text{--}10,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ ; толщина глинистой корки – 1,5–2,0 мм; водородный показатель  $\text{pH} = 8,0\text{--}9,0$  [5]. Однако, в процессе углубления скважины наблюдается резкое повышение условной вязкости рабочего циркулирующего глинистого бурового раствора без изменения остальных технологических параметров. Однако, через некоторое время наблюдается снижение показателя условной вязкости, водоотдачи и водородного показателя циркулирующего бурового раствора. Ухудшение технологических параметров рабочего циркулирующего бурового раствора свидетельствует о том, что в соленосных отложениях имеется линзы рапы. Через некоторое времени из скважины начинается движение рапы с различной интенсивностью. А это в свою очередь может привести к различным осложнениям (осыпь и обвал стенок скважин, прихват бурильного инструмента).

Например, при бурении ствола скважин на площади Западный Алан № 5 при достижении глубины 2600 м начала поступать рапа из соленосных отложений с дебитом 10 л/сек. Бурильная колонна поднята из скважины и производилось наблюдение за рапой. После истечения нескольких дней дебит рапы снижалось, и поступление рапы из скважины прекратилось. Было решено произвести дальнейшее углубление скважины с утяжеленным буровым раствором с плотностью  $1450 \text{ кг/м}^3$ . Однако в процессе проработки скважины наблюдалось резкое ухудшение технологических параметров бурового раствора. Плотность циркулирующего бурового раствора снизилось до  $1220 \text{ кг/м}^3$ , условная вязкость составлял 20–22 с, а показатель фильтрации раствора до  $40 \text{ см}^3/\text{за } 30 \text{ мин}$ . Дальнейшее проведение работ в этой скважине было невозможным. При очередной попытке проведения проработки ствола скважины при достижении глубины 1800 м произошел прихват бурильного инструмента [7]. Прихват бурильного инструмента ликвидировали после установления третьей нефтяной ванны. Для установления, которого использовался нефть в количестве  $92 \text{ м}^3$ . При следующей попытке во время проработки ствола скважины для промывки которого использовался свежее приготовленный глинистый буровой раствор, наблюдалось резкое ухудшение технологических параметров бурового раствора и поглощения его в трещиноватые горные породы. Из-за невозможности дальнейшего проведения буровых работ в скважине № 5 пл. Западный Алан намечалось ликвидировать скважину по геологическим причинам.

Однако при производственно техническом совете было, принято решение спустит техническую колонну диаметром 219 мм на глубину 2262 до кровли солей, и продолжить дальнейшее углубление скважины с применением утяжеленного бурового раствора. Для осуществления этой задачи нужно было, перед спуском обсадной колонны произвести проработку ствола скважины до глубины 2262 м и придать требуемые технологические параметры циркулирующему буровому раствору. Начались работы по проработке ствола скважины до глубины 2262 м с применением свежее приготовленного бу-



рового раствора с плотностью  $1450 \text{ кг/м}^3$ . При проведении проработки ствола скважины наблюдалось резкое ухудшение технологических параметров бурового раствора. Плотность раствора снизилась до  $1200 \text{ кг/м}^3$ , условная вязкость до 18 с, показатель фильтрации до  $40 \text{ см}^3/\text{за } 30 \text{ мин}$ . Ухудшение технологических параметров связано с поступлением рапы.

Однако, несмотря на это процесс проработки ствола скважины продолжали без перерывной обработкой циркулирующего бурового раствора с защитными реагентами, как каустическая и кальцинированная сода, подмыльным щелоком, а также полимерными реагентами – крахмал, КМЦ, К-4. Для предупреждения прихвата бурильного инструмента в циркулирующий буровой раствор добавили нефть и графит. При постепенном обработке началось улучшение технологических параметров бурового раствора, несмотря на перемешивании рапы с раствором.

После чего произведен подъем бурильного инструмента без затяжек и вызвали геофизиков для проведения каротажа. Процесс каротажа осуществлялось успешно, и он показал образование больших каверн на стенки скважин, которые сложены глинистыми горными породами. Дальнейшее проработка ствола скважины осуществлялось с использованием двух калибраторов типа лопастного спирального. При спуске бурильного инструмента буровой раствор не обрабатывалось с химическими реагентами, и он дошел до забоя без проработки и без промывки ствола скважины.

Однако обсадные трубы полностью не были доставлены на буровую площадку. Поэтому подняли бурильный инструмент из забоя скважины. Во время подъема бурильного инструмента никаких осложнений и затруднений не наблюдалось. После доставки обсадных труб в достаточном количестве спустили бурильный инструмент в скважину до глубины 2262 м без проработки и без промывки ствола скважины. При достижении бурильного инструмента заданной глубины начали непрерывную обработку циркулирующего бурового раствора с имеющимися химическими реагентами и материалами. За два цикла закончили обработку бурового раствора и измеряли технологические параметры его, которые были следующими: Плотность  $1260\text{--}1280 \text{ кг/м}^3$ ; Условная вязкость 70–80 с; Фильтрация  $6,0\text{--}8,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ ; Водородный показатель рН 10,0–11,0.

Произвели еще промывку ствола и начали подъем бурильного инструмента. После окончания подъема бурильного инструмента сразу начали спуск обсадной колонны в скважину. За 26 часов спустили обсадную колонну на глубину 2262 м без осложнений и затруднений. Как показал, результаты кавернограммы в интервале залегания глинистых пород образовались большие каверны. По окончании процесса спуска обсадной колонны в скважину произвели промывку ствола скважины на протяжении одного цикла циркуляции бурового раствора и измеряли технологические параметры раствора. Результаты замера показали, что технологические параметры циркулируемого бурового раствора практически не изменялись, несмотря на поступления рапы во время остановки бурового насоса. За два часа 30 минут закончили процесс цементирования скважины и за колонной вышел цементный раствор объемом около  $8 \text{ м}^3$ . АКЦ показал полное образование за колонном пространстве цементного камня.

Таким образом, спасена скважина № 5 Западный Алан, которая подвергалась ликвидации по причине рапопроявления и на которого израсходована более 2 млрд сума. Надо отметить, что для проведения вышеуказанной работы израсходовано огромное количество химических реагентов и материалов с целью поддержания его технологических параметров в требуемых значениях. А это в свою очередь привело к резкому повышению себестоимости строительства скважины.

Резкое ухудшение технологических параметров глинистых буровых растворов при смешении их с рапой объясняется осмотическими явлениями. Как известно, степень минерализации рапы в несколько раз больше по сравнению со степенью минерализации бурового раствора [8]. За счет этого агрессивные ионы, находящиеся в составе рапы поступают свободно в состав бурового раствора за счет осмотического массопереноса. Поступившие в состав бурового раствора агрессивные ионы минеральных солей отрицательно влияют на химические реагенты и материалы, на основе которых приготовлено буровые растворы.

Поэтому при разработке состава бурового раствора для проводки ствола скважины в рапаносных зонах особое внимание должно уделяться на равновесие степеней минерализации бурового раствора и рапы, поступающего из соленосных пластов.

Известно, что агрессивные ионы минеральных солей, находившиеся, в составе рапы заряжены положительным зарядом, а буровой раствор состоит из отрицательно заряженных частиц. Учитывая это обстоятельство в первую очередь надо добиться, чтобы буровой раствор, предназначенный для разбуривания ствола скважины в рапаносных зонах, должен состоять из положительно заряженных частиц.

Учитывая это, нами производились лабораторные исследования по разработке состава буровых растворов, отвечающих вышеуказанным требованиям. Результаты проведенных лабораторных исследований приведены в таблице 1 [9].

Как видно из данных таблицы 1 при взаимодействии соленасыщенного безглинистого бурового раствора на основе мраморной пудры с рапой наблюдается снижение плотности и условной вязкости, а также незначительное увеличение показателя фильтрации предлагаемого раствора.



Таблица 1 – Состав и свойства буровых растворов, предназначенных для вскрытия рапаносных зон

№	Состав бурового раствора	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$T_{500}$ , с	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30 мин	$T_k$ , мм	pH	От- стой
1	400 мл вода + 200 мл ПАА (3 %) + 180 гр NaCl + 800 гр мраморная пудра (Нурота)	1640	160	4,0	1,5	6,0	5,0
2	400 мл вода + 200 мл ПАА (3 %) + 180 гр NaCl + 1200 гр мраморная пудра (Нурота)	1740	260	4,0	1,0	6,0	4,0
3	№ 2 +10 рапа (пл. Кокдумалак № 293)	1680	220	6,0	1,5	6,5	6,0
4	№ 2 + 30 рапа (пл. Кокдумалак № 293)	1560	160	12,0	2,0	5,0	8,0
5	200 мл вода + 300 мл ПАА (3 %) +180 гр NaCl + 3 % графит + 100 мл нефть + 800 гр мраморная пудра	1590	240	3,0	1,0	6,0	0
6	№ 6 + 30 % рапа (пл. Кокдумалак № 293)	1400	120	10,0	2,0	5,0	6,0

Причина изменения технологических параметров связана с разбавлением бурового раствора с жидкой рапой. Однако, несмотря на это технологические параметры предлагаемого бурового раствора отвечают требованиям при проводке ствола скважины в хемогенных отложениях. После определения параметров буровых растворов они оставлены на суточный отстой. Через 24 часа показатель суточного отстоя составил от 5 % до 10 %. При перемешивании буровых растворов в течение нескольких минут они проявляли свои первоначальные технологические параметры без образования на дне сосуда плотных пробок из мраморной пудры.

Как свидетельствуют данные табл. 1 при приготовлении соленасыщенных буровых растворов мы отказались от широко применяемых химических реагентов и материалов. В частности нами не было использовано глина, каустическая и кальцинированная сода, а также полимерные реагенты, как К-4, крахмал, КМЦ, ВПРГ, Унифлок. Предложено в место них негидролизированный полиакриламид (ПАА) местного производства для стабилизации разработанного состава бурового раствора. А это в свои очередь способствует уменьшению себестоимости буровых растворов применяемых при проводке ствола скважины в рапаносных зонах.

На основании проведенных лабораторных исследований и полученных положительных результатов предложенный состав бурового раствора был применен при ликвидации геологического осложнения – рапопроявления на площади Намозбой № 2. Так как в процессе бурения ствола скважин в хемогенных отложениях на площади Намозбой № 2 произошел рапопроявление с интенсивностью 16 м<sup>3</sup> в сутки. Рапопроявление привело к резкому ухудшению технологических параметров циркулирующего глинистого бурового раствора. Через некоторое время из скважины начал выходит чистая рапа с плотностью 1320 кг/м<sup>3</sup>. По решению руководство АК «Узгеобурнефтегаз» в данной скважине буровые работы продолжение с применением предложенного состава безглинистого соленасыщенного бурового раствора на основе негидролизированного полиакриламида. Для приготовления безглинистого бурового раствора в качестве дисперсионной среды использовался рапа. На основе рапы был приготовлен безглинистый буровой раствор со следующими технологическими параметрами: плотность – 1350–1400 кг/м<sup>3</sup>, условная вязкость – 50–60 с; водоотдача – 2,0–2,5 см<sup>3</sup>/30 мин; толщина фильтрационной корки – 1,0–1,5 мм; водородный показатель pH = 5,0–5,5. С применением приготовленного бурового раствора успешно проработан открытый ствол, скважины не смотря на поступления рапы из соленосных отложений. В процессе проработки ствола скважины циркулирующий буровой раствор обрабатывался с негидролизированным полиакриламидом, мраморной пудрой и нефтью для поддержания его технологических параметров вышеуказанных значениях. Применение негидролизированного полиакриламида способствовало поддерживать показатель фильтрации 2,0–2,5 см<sup>3</sup>/30 мин, при этом содержание его в составе циркулирующего бурового раствора составлял 2 % от объема раствора.

После успешного завершения проработки ствола скважины до кровли соли спущена обсадная колонна диаметром 219 мм и благополучно зацементировано. Дальнейшее углубление ствола скважины в хемогенных отложениях осуществлялось с безглинистым соленасыщенным буровым раствором с утяжелением его значения плотности до 1450–1500 кг/м<sup>3</sup>. Для утяжеления безглинистого соленасыщенного бурового раствора использовался утяжелители местного производства. Процесс углубления ствола скважины в хемогенных отложениях осуществлялось без осложнений и аварий, связанных с потерей подвижности бурильного инструмента. Кроме этого сократилось расход химических реагентов и материалов для приготовления и химической обработки циркулирующего бурового раствора.

Благодаря применению состава безглинистого соленасыщенного бурового раствора удалось ликвидировать рапопроявление на площади Намозбой-2 и пробурит скважину до проектной глубины без осложнений и аварий. На основании проведенного промышленного испытания и полученных положительных результатов состав безглинистого бурового раствора успешно применен на других поисково-разведочных площадях АО «Узбурнефтегаз» для ликвидации рапопроявления. На основании проведенных научно-исследовательской работы и результатов промышленного испытания состава безглинистого соленасыщенного бурового раствора на бурящихся скважинах АО «Узбурнефтегаз» можно сделать следующие выводы:



Выявлено, что применение глинистых буровых растворов в большинстве случаев приводят к тяжелым осложнениям связанных с потерей движения бурового инструмента за счет ухудшения его технологических параметров.

С целью обеспечения одноименной заряженности бурового раствора с рапой разработан новый состав безглинистого соленасыщенного бурового раствора для проводки ствола скважины в соленосно-ангидритовых отложениях в условиях рапопроявления с применением местных химических реагентов и материалов.

Установлено, что для обеспечения одноименной заряженности бурового раствора с рапой нужно исключить применения глины, каустической и кальцинированной соды, а также полимерных реагентов, как К-4, крахмал, КМЦ, ВПРГ, Унифлок., которые широко применяются при приготовлении соленасыщенных буровых растворов для вскрытия соленосно-ангидритовых отложений.

Показано, что при взаимодействии разработанного состав бурового раствора с агрессивной рапой, его технологические параметры остаются неизменяемым.

Установлено, что применение состава безглинистого соленасыщенного утяжеленного бурового раствора обеспечивает успешную проводку ствола скважины в рапоносных соленосных отложениях с сохранением первоначальных технологических параметров применяемого циркулирующего раствора, несмотря проявления рапы.

Использование негидролизованного полиакриламида, мраморной пудры исключает применения каустической и кальцинированной соды, глины, крахмала, КМЦ, К-4, ВПРГ, Глина, ФХЛС, КССБ, унифлока для приготовления соленасыщенных буровых растворов на нефтяных и газовых месторождениях АО «Узбурнефтегаз».

### Литература:

1. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. – М. : Гостоптехиздат, 1995. – С. 15–23.
2. Аминов А.Р., Кадыров Ю.Т., Мадазов А.А. Осложнение при креплении соленосных отложений на разведочных площадях Узбекистана / ВНИИОЭНГ. – 1990. – Вып. № 2. – С. 17–20.
3. Бедчер А.З., Левик Н.П. Влияние залежей рапы в соляных отложениях на проводку глубоких скважин. РНТС / ВНИИОЭНГ // Сер. «Бурение», вып. 2. – М., 1973.
4. Пулатов Р.Д., Мамаджанов У.Д., Пулатов Б.Р. Основные принципы бурения скважин в интервале хемогенных отложений с наличием текучих пород и рапопроявляющих зон // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2004. – № 2. – С. 17–18.
5. Внедрение высокоэффективных полимерных реагентов при бурении скважин / Р.Д. Пулатов [и др.] // Обз. Информ. ИНТЭКа. – 1990. – С. 35.
6. Махаматхожаев Д.Р. Отчет по договору № 40-НЦ/2008-2009 «Разработка и опытно-промышленное испытание состава и свойства буровых растворов при разбуривании интервала рапопроявления».
7. Махаматхожаев Д.Р., Дустмуродов Э., Хасанов Л.И. Результаты спуска технической колонны Ø 219 мм на месторождение Западный Алан № 5 в условиях рапопроявления // Проблемы бурения, заканчивания и капитального ремонта скважин в Узбекистане: Тез. докл. Респ. науч.-техн. конф. 17–18 сентября 2008. – Ташкент, 2008. – С. 55–58.
8. Махаматхожаев Д.Р., Хужамов Х.Р. Исследование влияния агрессивной пластовой воды-рапы на технологические параметры глинистых соленасыщенных буровых растворов // Ташкент давлат техника университети ёшларнинг Беруний академияси «Техника юлдузлари». Илмий журнал. – Ташкент, 2011. – С. 130–133.
9. Махаматхожаев Д.Р. Состав бурового раствора для проводки ствола скважины в рапоносном соленосном отложении // Узбекский журнал нефти и газа. – 2014. – № 4. – С. 41–44.

### References:

1. Baranov V.S. Clay solutions for well-drilling in the complicated conditions. – M. : Gostoptekhizdat, 1995. – P. 15–23.
2. Aminov A.R., Kadyrov Yu.T., Madazov A.A. Oslozhneniye when fastening saliferous deposits on the prospecting areas of Uzbekistan / VNIIOENG. – Issue № 2. – 1990. – P. 17–20.
3. Bedcher A.Z., Levik N.P. Influence of deposits of a brine in salt deposits on conducting of deep wells. RNTS / VNIIOENG // Ser. «Drilling», issue 2. – M., 1973.
4. Pulatov R.D., Mamadzhanov U.D., Pulatov B.R. The basic principles of well-drilling in the range of hemogeny deposits with existence of fluid breeds and rapoproyavlyayushchy zones // Uzbek magazine of oil and gas. – Tashkent, 2004. – № 2. – P. 17–18.
5. Introduction of highly effective polymeric reagents at well-drilling / R.D. Pulatov [etc.] // Obz. Inform. INTEK. – 1990. – P. 35.
6. Makhmatkhozhayev D.R. Report on the contract № 40-NTs/2008-2009 «Development and trial test of structure and property of boring solutions at drilling of an interval of a rapoproyavleniye».
7. Makhmatkhozhayev D.R., Dustmurodov E., Chasanoff L.I. Results of descent of a technical column of Ø 219 mm to the field the Western Alan № 5 in the conditions of a rapoproyavleniye//Problems of drilling, completion and workover in Uzbekistan : Tez. Rew. Republic scientific and technical conference (September 17–18, 2008). – Tashkent, 2008. – P. 55–58.
8. Makhmatkhozhayev D.R., Huzhamov H.R. Research of influence of aggressive reservoir water brine on technological parameters of clay solenasyschenny boring solutions // Toshkent davlat equipment university yoshlarning Beruny of an akademiya of «Technician of a yulduzlar». Ilmy magazine. – Tashkent, 2011. – P. 130–133.
9. Makhmatkhozhayev D.R. Composition of drilling mud fluid for conducting of a trunk of the well in raponosny saliferous adjournment//the Uzbek magazine of oil and gas. – 2014. – № 4. – P. 41–44.