

**ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СОЛЯНЫХ ПЛАСТОВ НА БУХАРО-ХИВСКОМ
НЕФТЕГАЗОНОСНОМ ИЗГИБЕ.**

Мирзаев Эргаш Сафарович, доцент.

**Каршинский государственный технический университет,
факультет “Нефть-газ и геология”**

**PROBLEMS OF DRILLING SALT FORMATIONS AT THE BUKHARA-KHIVSKY
OIL AND GAS BEARING BEND.**

**Mirzaev Ergash Safarovich, Associate Professor.
Karshi State Technical University,
Faculty of Oil and Gas and Geology**

Annotatsiya

Neft va gaz quduqlarining rapali qatlamlarida burg'ilash jarayonini olib borishdagi muammolar, burg'ulash jihoz va uskunalarini tanlash, burg'ulash jarayonida uchraydigan murakkabliklar, asoratlarini bartaraf qilish, maydonlarda samarali burg'ilash ishlarining natijalari bo'yicha ma'lumotlar keltirilgan.

Абстрактный

Приведены сведения о проблемах бурения в проницаемых пластах нефтяных и газовых скважин, выборе бурового оборудования и инструмента, трудностях, возникающих в процессе бурения, их устранении, результатах эффективных буровых работ на месторождениях.

Annotation

Information is provided on the problems of drilling in the shallow strata of oil and gas wells, the selection of drilling equipment and tools, the difficulties encountered during the drilling process, their elimination, and the results of effective drilling operations in the fields.

Tayanch iboralar: *rapali qatlam, namakob paydo bo'lishi, burg'ilash jihoz va uskunalarini tanlash, ko'p holatli murakkabliklar, anomal bosim, stvolni qisqarishi, tuzlarning qotishi, kimyoviy reagentlar, quduqlarda geofizik tatqiqotlar, quduqlarni sementlash.*

Ключевые слова: *пласт рапа, образование намакоба, подбор бурового оборудования и инструмента, многорежимные осложнения, аномальное давление, усадка ствола, затвердевание солей, химические реагенты, геофизические исследования в скважинах, цементирование скважин.*

Keywords: *rapa layer, formation of namakob, selection of drilling equipment and tools, multi-state complications, abnormal pressure, barrel shrinkage, solidification of salts, chemical reagents, geophysical studies in wells, cementing of wells.*

Опыт бурения скважин в Бешкентской излучине и Бухаро-Хивинском нефтегазоносном районе показывает, что одной из причин сложности вскрытия соляных пластов является осмотический массообменный процесс.

Эффективными мерами профилактики осложнений, вызванных процессами осмотического массопереноса, являются использование естественного соления буровых растворов или высокоминерализованных водных компонентов на безводной основе. В настоящее время степень минерализации буровых растворов определяется исключительно на основе многолетнего практического опыта. Это зачастую приводит к перерасходу реагентов при приготовлении растворов и завышению затрат на инструмент при завершении бурения скважин, без научного обоснования проводимых процессов бурения [1].

Гидрохимические и гидрогеологические исследования, проведенные в разведочных скважинах, пробуренных на месторождениях Юго-Западного Узбекистана, показывают, что с увеличением глубины скважины увеличивается и степень минерализации пластовых вод. В некоторых случаях это показывает, что степень минерализации уменьшается по мере увеличения глубины слоя. Данная ситуация в основном характеризуется аномальным верхним пластовым давлением и снижением степени минерализации. При бурении соляных пластов во многих случаях наблюдались осложнения или выходы аномальных высокоминерализованных растворов – рапасов в виде открытых фонтанов (скважина № 10 месторождения Чулкувар, 2023 г.). Пачка рапас подается нарезанной и завернутой в полоски соли. Химический состав породы различен, и часть его соответствует солям в скальных образованиях, обнаруженных в этой области. Кроме того, слои содержат также хлоридно-натриево-кальциевые и хлоридно-натриево-магниевые равнины с плотностью 1280-1380 кг/м³ [23]. Удары являются аномально высоконапорными и оказывают значительное противодействие по отношению к преобладающему давлению промывочной жидкости. Подобное геологическое строение отмечено на ряде месторождений: Чолкувар, Алан, Кокдумалок, Зеварда, Северный Шуртан и др. Рапа - После попадания в ствол скважины буровой раствор ухудшает состав породы. В процессе бурения, поднимаясь по стволу скважины, эти растворы охлаждаются, а затем соли прилипают к стенкам скважины и оседают, особенно NaCl, который имеет низкую растворимость. Иногда при уменьшении диаметра скважины скорость входящего потока уменьшается, что приводит к увеличению разницы температур между дном и верхом скважины, что приводит к накоплению осадка и полной блокировке ствола скважины. Когда ствол скважины очистят от соли, фонтанирование возобновится. Извержение рапы через скважину обычно характеризуется выбросом больших объемов жидкости и солей. Размер частиц соли может составлять от 20 мм до 2 мм. Промывка пород с большой скоростью потока приводит к выветриванию слабых и слабосцементированных породных массивов и заклиниванию бурового инструмента. В результате скважина частично или полностью перекрывает подачу воды на поверхность. В дальнейшем при вскрытии продуктивных пластов наблюдалось большое поглощение бурового раствора. Зона интенсивного газодобычи и поглощения газа была остановлена установкой цементного моста. В период твердения цементной смеси в бетоне

через башмак промежуточной колонны наблюдалась трещина при расходе 7 м³/час. Скважина была остановлена без загрузки на три месяца. Скважина была остановлена при разбурировании кристаллизованных солей (дебит скважины вновь увеличился до 46 м³/сут). Аналогичная ситуация сложилась на скважинах 11, 9, 17 и 15 Шуртанского рудника. Наиболее благоприятные условия для борьбы с образованием рапы создаются при одновременной разработке соленосных и продуктивных пластов. В этом случае верхние терригенные отложения укрепляются промежуточными колоннами и создаются условия обрушения при бурении скважины из зоны рапа-пласта [5]. Однако углубление скважины вызвало трудности в вскрытии XV продуктивного пласта. Таким образом, параметры бурового раствора поддерживались на заданном уровне. Проявление рапы на месторождении Кокдумалак наблюдалось также при бурении многих скважин, большинство из которых было остановлено. Расход воды реки ограничен величинами от 21,2 м³/сут (скважина № 69) до 4752 м³/сут (скважина № 74), 5184 м³/сут (скважина № 14) и выше (скважина № 275). Плотность породы изменялась от 1220 кг/м³ (скважина № 16) до 1349 кг/м³ (скважина № 55). Показатель pH воды варьировался от 2,8 (скважина № 55) до 7,2 (скважина № 125). Температура рапы во время кладки составляла 87-90 °С. Общая минерализация рапы колебалась от 280,912 г/л (скважина № 16) до 721,62 г/л (скважина № 55). Глубина залегания Рапы колебалась от 2280 м (скважина № 275) до 2720 м (скважина № 125), 2693 м (скважина № 48) и 2701 м (скважина № 16). Содержание хлорида кальция в составе рапы изменяется от 18,44 г/л (скважина № 16) до 102,23 г/л (скважина № 55), а содержание хлора - магния - натрия изменяется от 18,0 г/л (скважина № 16) до 79,18 г/л (скважина № 55). Рапа содержит ионы натрия, калия, хлора, кальция, магния, сульфата и карбонаты. Рапа во всех скважинах прорвана киммерийско-титанскими солевыми отложениями. Формирование рапы скважины № 125 было отложено на 70 суток для разгрузки зоны рапы. Однако через 10 дней рапани перестали выходить на поверхность из-за кристаллизации рапани и образования соляных пробок вдоль ствола скважины. Через 133 дня началось бурение скважины и началась закачка бурового раствора плотностью 1160 кг/м³, обработанного КМС, угольно-щелочным раствором и каустической содой. Возникли трудности при эксплуатации скважины из-за сокращения ствола скважины и провисания ее стенки, что привело к застреванию бурового инструмента. Один интервал перерабатывался несколько раз, и на обработку ствола скважины до глубины 2776 м ушло два месяца. В это время вид реки возобновился, расход составил 15 л/с, а в течение 5 дней расход снизился на 5 л/с. При обработке ствола скважины использовано 600 м³ раствора, 30 т. бурового раствора, 1,2 тонны КМС, 36 тонн бурового угля, 6 тонн каустической соды, 6 тонн кальцинированной соды, 6 буровых установок, а общее время работы буровой бригады составило 2907 часов [3]. Аналогичные работы запланированы на скважинах № 48 и 111, где наблюдается выход рапы. Ствол скважины перерабатывается до глубины 580 м (110 м ниже башмака кондуктора), бурение начато на глубине 480 м (128 м ниже башмака кондуктора), буровой инструмент поднят. Колонна поднята, скважина остановлена для предотвращения застревания бурового инструмента. В это время при вскрытии соляных пластов на

разведочных месторождениях АО «Узбурнефтегаз» произошла утечка. При бурении на разведочных площадях для перекрытия терригенных и хемогенных отложений предварительно подбирается колонна арматуры конструкции скважины. При бурении стволов эксплуатируемых скважин на нефтяных и газовых месторождениях в нашей республике и за рубежом применяются сложные конструкции скважин, то есть заранее рассматривается применение арматурной колонны для герметизации терригенных отложений. В соляной потолок опускается техническая колонна диаметром 245 мм, цементируется и для вскрытия соляных пластов применяются утяжеленные буровые растворы [5]. Процесс вскрытия гомогенных залежей на эксплуатируемых месторождениях проще, чем на разведочных скважинах. Использование тяжелых буровых растворов при строительстве простых скважин ограничено и приводит к дополнительным затратам времени и средств, что отрицательно сказывается на стоимости строительства нефтяных и газовых скважин. При бурении скважин на геологоразведочных площадях применяются соленасыщенные буровые растворы, приготовленные по следующим технологиям, и имеющие следующие параметры: плотность - 1320-1350 кг/м³, условная вязкость - 40-45 с; водопроницаемость - 8,0-10,0 см³/30 мин; толщина глинистой корки 1,5-2,0 мм; водородный показатель рН = 8,0-9,0 [26]. В процессе углубления скважин наблюдается резкое увеличение условной вязкости циркулирующего бурового раствора, при этом остальные технологические параметры остаются неизменными. В дальнейшем, с течением времени, относительная вязкость, водопроницаемость и водородосодержание в циркулирующем буровом растворе снижались. Ухудшение технологических показателей циркуляции рабочего бурового раствора свидетельствует о том, что солевые отложения имеют форму линз. Через некоторое время рапануи начал двигаться с разной скоростью. Такая ситуация, в свою очередь, может вызвать различные осложнения (рассеивание и выветривание стенки скважины, заклинивание бурового инструмента). При бурении скважины № 5 на месторождении Западный Алан, достигшей глубины 2600 м, было отмечено приток рапана из соляных отложений скважины с расходом 10 л/сек. В этом случае бурильная колонна была поднята из скважины, и скважина была под наблюдением. Через несколько дней поток воды уменьшился, и вода из колодца перестала течь. Принято решение продолжить бурение скважины, плотность бурового раствора установлена 1450 кг/м³. В результате наблюдалось ухудшение технологических показателей бурового раствора при обработке скважин. Плотность циркулирующего бурового раствора снизилась до 1220 кг/м³, относительная вязкость – до 20-22 с, а скорость фильтрации жидкости снизилась до 40 см³/ч за 30 мин. Продолжение буровых работ на скважине не представлялось возможным. По мере того, как бурение продолжалось вниз по скважине, буровые инструменты заклинило, когда они достигли глубины 1800 м [26]. Для предотвращения заклинивания бурового инструмента была установлена третья масляная ванна. Для этого 92 м³. объем использованного масла. Для повторной обработки ствола скважины использовался вновь приготовленный буровой раствор, что привело к ухудшению технологических показателей бурового раствора и его впитыванию в трещиноватые породы. В связи с

невозможностью продолжить бурение скважины № 5 на месторождении Западный Алан скважина была остановлена по геологическим причинам. В соляной пласт на глубину 2262 м была спущена техническая колонна диаметром 219 мм и для дальнейшего углубления скважины использовался утяжеленный буровой раствор. Для этого ствол скважины был обработан до глубины 2262 м от места спуска колонны арматуры, а циркуляционному буровому раствору были заданы требуемые технологические параметры и выбрана плотность 1450 кг/м³. Резко ухудшились технологические показатели бурового раствора при обработке ствола скважин. Плотность раствора снизилась до 1200 кг/м³, относительная вязкость до 18 с, а скорость фильтрации до 40 см³/30 мин. Ухудшение технологических показателей произошло из-за появления ржавчины.

Обработка ствола скважины производилась циркулирующим буровым раствором, содержащим защищенные реагенты, такие как каустическая и кальцинированная сода, тальковый щёлок, а также полимерные реагенты, такие как крахмал, КМС и К-4. Для предотвращения застревания бурового инструмента в буровой раствор добавляют масло и графит. При постепенной обработке технологические показатели бурового раствора изменились в лучшую сторону, даже при смешивании с рапой. После этого буровая колонна была поднята и начались геофизические работы. Буровые работы прошли успешно, в результате чего в стенках скважины образовались полости, заполненные грязевыми растворами. Дальнейшая обработка ствола скважины проводилась двумя спиральными калибраторами лопастного типа. При спуске бурильной колонны буровой раствор не обрабатывался химическими реагентами, стенка скважины не обрабатывалась, стенка не промывалась, а транспортировался на забой скважины. Бурильная колонна была поднята со дна скважины, при подъеме бурового инструмента не возникло никаких осложнений и трудностей. Обработка бурового раствора проводилась в два цикла, а его технологические параметры при повторном измерении имели следующие значения: плотность 1260-1280 кг/м³; условная вязкость 70-80 с; фильтрация 8,0 см³ /30 мин; pH 10,0-11,0. Обсадная колонна скважины промыта и начат подъем бурильной колонны. После подъема бурильной колонны в скважину немедленно опускалась обсадная колонна. Арматурная колонна была спущена в скважину на глубину 2262 м в течение 26 часов. Результаты показывают, что в районе расположения аргиллита образовались большие отверстия. После спуска обсадной колонны в скважину производилась промывка ствола скважины в течение однократной циркуляции бурового раствора и замеры параметров технологической жидкости. По результатам измерений величина технологических параметров при циркуляции бурового раствора не изменилась даже при остановке бурового насоса. Работы по цементированию скважины были завершены за 2 часа 30 минут, в скважину было закачено 8 м³ цементной смеси и цементная смесь была полностью поднята из заднего кольца обсадной колонны. Так, скважина № 5 на месторождении Западный Алан была успешно завершена, несмотря на произошедшую утечку, и дала 2 млрд кубометров нефти. были потрачены огромные суммы денег. Следует отметить, что данный процесс требует большого количества химических реагентов и большого количества материала для поддержания технологических

параметров на требуемом уровне. Причиной резкого ухудшения технологических показателей буровых растворов является их смешивание с пульпой, что можно назвать осмотической ситуацией.

Известно, что агрессивные ионы минеральных солей в составе пульпы заряжены положительно, а частицы бурового раствора — отрицательно. Рекомендуется учитывать эти обстоятельства в первую очередь и использовать при бурении скважин в скоротечных зонах растворы, состоящие из положительно заряженных частиц [5].

Использованные литературы

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. — М.: Недра, 2000.
2. Юлдашев Т.Р. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. //Ташкент. — «Издательство Ворис». 2021. — 510 с.
3. Mirzayev E.S. Improving the technological quality of cementing of horizontal wells. Galaxy international interdisciplinary research journal (GIRJ) SJIF Impact factor: 7.472, June 2021, volume 9, issue 6, ISSN (E): 2347-6915.
4. Raxmatov X.B., Mirzayev E.S., Nomozov B.Yu. DEVELOPMENT OF AN OIL AND GAS SEPARATOR FOR SEPARATING FOAMING OILS. International journal for innovative engineering and management research. Impact factor: 7.819, January 2021, Hyderabad. India.
5. Mirzayev E.S. Samadov A.X. Применение ингибированной буровых смесей для поддержания прочности скважины. Экономика и социум. Электронное научно-практическое, периодическое издание. №4 (83), ISSN 2225-1545 апрел 2021, Саратов, Россия.
6. Eshkabilov X.K., Mirzayev E.S., Berdiyev Sh.A. Structure and phase composition of the nitride-oxide coating after nitrooxidation. Asian journal of multidimensional research (AJMR) Impact factor SJIF 2021: 7.699, Volume 10, Issue 10, ISSN (Online): 2278-4853, October 2021, India.
7. Mirzayev E.S. Технология повышения качество цементирования для крепление горизонтальных скважин. Экономика и социум. Электронное научно-практическое, периодическое издание. №2 (93), ISSN 2225-1545, февраль 2022, Саратов, Россия.
8. Mirzayev E.S., Karimov Yo.L., Latipov Z.Yo., Boymurodov N.A. Технология повышения качество цементирования для крепление горизонтальных скважин. Universum: Технические науки. Научный журнал. №1 (94) часть 2, ISSN 2311-5122, январ 2022, Москва, Россия.
9. Mirzayev E.S. Samadov A.X. Обоснование применения облегченной буровой смеси, используемой при бурении пластей низкого давления. Экономика

и социум. Электронное научно-практическое, периодическое издание. №2 (93), ISSN 2225-1545, февраль 2022, Саратов, Россия.

10. Mirzayev E.S. Technological foundations for drilling rapal deposits under difficult conditions. Texas Journal of Engineering and Technology. Volume 5, pages 6-11, ISSN: 2770-4491, February 17, 2022, Texas, USA.

11. Yuldashev T.R. Mirzayev E.S. Technological foundations for drilling rapal deposits under difficult conditions. International journal of progressive Sciences and Technologies (IJPSAT). ICV 2018 = 79.77 SJIF 2020 = 5.616 IFSIJ = 7.625, Volume 31, № 1, pages 191-196, ISSN: 2509-0119, March 2022.

12. Mirzayev E.S. Солестойкие буровые растворы. Международный академический вестник. Научный журнал. (г.Уфа, 10-11-декабрь 2019 г) №2 110-112 ст. Info .ISSN 2312-5519.