

DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR OBTAINING THERMAL- AND SALT-RESISTANT DRILLING RIGS SOLUTIONS FROM POLYMINERAL COMPOSITIONS USING MECHANO-CHEMICAL METHOD OF THEIR DISPERSION

Bazarov G.R.¹, Abdurahimov S.A.² (Republic of Uzbekistan)

Email: Bazarov542@scientifictext.ru

¹Bazarov Gayrat Rashidovich - Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,
DEPARTMENT OF OIL REFINING TECHNOLOGY,

BUKHARA INSTITUTE OF ENGINEERING AND TECHNOLOGY, BUKHARA;

²Abdurahimov Saidakbar Abdurahmanovich - Doctor of Technical Sciences, Professor, Head Researcher,
COLLOIDAL CHEMISTRY LABORATORY,

INSTITUTE OF GENERAL AND INORGANIC CHEMISTRY OF THE ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC
OF UZBEKISTAN, TASHKENT,
REPUBLIC OF UZBEKISTAN

Abstract: the article analyzes the use of polymineral compositions of local clays with the addition of necessary chemical reagents for drilling deep wells in difficult geological conditions. Taking into account the features of the technology for obtaining resistant drilling fluids, we have developed a pilot production flow diagram for their production with the inclusion of a node for mechanical and chemical dispersion of clays. Alkaline bentonite and carbonate palygorskite of the Navbakhor Deposit (Navoi region) have very different indicators for the yield of drilling mud, which must be taken into account when creating polymineral compositions based on them. The results of the study of drilling mud outputs from individual clays of the Navbakhor field and their compositions showed that the highest yield of drilling mud with the required viscosity (at least 15 SP) is the carbonate palygorskite of the Navbakhor field. When studying the technological parameters of drilling fluids obtained from the Navbakhor field clays, it was found that low water yield is observed when drilling fluids are obtained using carbonate palygorskite from the Navbakhor field. Studies of the developed technology for obtaining thermal and salt-resistant drilling fluids based on Navbakhor clays using a mechanical and chemical dispersant at 2000 rpm show its high efficiency in comparison with the traditional method.

Keywords: drilling mud, salt deposits, polymineral clay compositions, alkaline bentonite, carbonate palygorskite, alkaline-earth bentonite, water-resistant, mechanical-chemical dispersant, chemicals.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕРМО- И СОЛЕСТОЙКИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ИЗ ПОЛИМИНЕРАЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕХАНО-ХИМИЧЕСКОГО СПОСОБА ИХ ДИСПЕРГИРОВАНИЯ

Базаров Г.Р.¹, Абдурахимов С.А.² (Республика Узбекистан)

¹Базаров Гайрат Рашидович - кандидат технических наук, доцент,
кафедра технологии переработки нефти,

Бухарский инженерно-технологический институт, г. Бухара;

²Абдурахимов Саидакбар Абдурахманович - доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник,
лаборатория коллоидной химии,

Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан, г. Ташкент,
Республика Узбекистан

Аннотация: в статье анализируется использование полиминеральных композиций местных глин с добавкой необходимых химических реагентов для бурения глубоких скважин в сложных геологических условиях. Учитывая особенности технологии получения стойких буровых растворов, нами разработана опытно-производственная технологическая схема их получения с включением узла механо-химического диспергирования глин. Щелочной бентонит и карбонатный пalyгорскит Навбахорского месторождения (Навоийская область) имеют сильно отличающиеся показатели по выходу бурового раствора, что необходимо учитывать при создании полиминеральных композиций на их основе. Результаты исследования выходов буровых растворов из индивидуальных глин Навбахорского месторождения и их композиций показали, что наибольший выход бурового раствора с требуемой вязкостью (не менее 15 сП) имеет карбонатный пalyгорскит Навбахорского месторождения. При изучении технологических параметров буровых растворов, полученных на основе глин Навбахорского месторождения, выявлено, что низкая водоотдача наблюдается при получении буровых растворов, с использованием карбонатного пalyгорскита Навбахорского месторождения. Проведенные исследования разработанной технологии получения термо- и солестойких буровых растворов на основе

Навбахорских глин с использованием механо-химического диспергатора при 2000 об/мин показывают её высокую эффективность по сравнению с традиционным способом.

Ключевые слова: буровой раствор, солевые отложения, полиминеральные композиции глин, щелочной бентонит, карбонатный палыгорскит, щелочно-земельный бентонит, водоотдача, механо-химический диспергатор, химреагенты.

Известно, что применение эффективного бурового раствора способствует сохранению диаметра ствола скважины, близкого к номинальному диаметру долота. Росту механической скорости и проходки на долоте и при этом оказывает минимальное влияние на изменение коллекторских свойств продуктивных пластов [1, 165].

В Узбекистане для бурения глубоких скважин в сложных геологических условиях необходимы термо и солеустойчивые буровые растворы, получаемые с использованием местных глин и химических реагентов. Так например, на Гиссарском и Бухаро-Хивинском прогибах, где на относительно большой глубине имеются мощные солевые отложения, кроме солевой и температурной агрессии наблюдается ещё и сероводородная. Для такой среды целесообразно использовать полиминеральные композиции глин с добавкой необходимых химических реагентов [2, 47].

Получение эффективных буровых растворов только на одном виде глины практически не возможно. Кроме того в природе не имеются комовые глины, состоящие только из одного вида минерала.

Поэтому создание эффективных полиминеральных композиций глин и химических реагентов зависит от цели и задач использования получаемого бурового раствора и условия его применения [3, 25]. Использование полиминеральных композиций имеет ряд преимуществ по сравнению с потреблением комовой глины:

-приготовление бурового раствора из композиций глин требует меньше времени, раствор получается высокого качества;

- диспергирование (набухание) мелких частиц происходит быстрее и полнее, чем крупных;

- высокое качество композиции глин обеспечивает получение буровых растворов с малым содержанием твердой фазы [4, 21]. Одним из основных технико-экономических показателей разрабатываемой композиции глинопорошков считается выход бурового раствора, измеряемый в м³ из 1 т глинопорошка [5,71]. Так например, щелочной бентонит и карбонатный палыгорскит Навбахорского месторождения (Навоийская область) имеют сильно отличающиеся показатели по выходу бурового раствора, что необходимо учитывать при создании полиминеральных композиций на их основе.

В табл. 1 представлены результаты исследования выходов буровых растворов из индивидуальных глин Навбахорского месторождения и их композиций. При этом, для опытов использованы глинопорошки с влажностью не более 10% от общей массы с помолем не менее 95% при переходе через сито 100 меш. Буровой раствор считается готовым при достижении вязкости глинистой суспензии равной не менее 15 сП (по Стормеру) [6, 37].

Как видно из табл. 1, наибольший выход бурового раствора с требуемой вязкостью (не менее 15 сП) имеет карбонатный палыгорскит Навбахорского месторождения.

Следует отметить, что при полном распуске данной глины в соленасыщенную воду получаемый буровой раствор имеет такую же вязкость, как и в пресной воде [7, 4]. Щелочной и щелочно-земельный бентонит Навбахорского месторождения этими свойствами не обладают.

Таблица 1. Показатели вязкости и выхода буровых растворов, получаемых из глин Навбахорского месторождения (НМ) и их композиций

Наименование глинопорошка или композиции	Вязкость бурового раствора, сПз	Выход бурового раствора, м ³
Щелочной бентонит Навбахорского месторождения (ЩБ НМ)	16,9	14,3
Щелочно-земельный бентонит Навбахорского месторождения (ЩЗБ НМ)	16,0	8,5
Карбонатный палыгорскит (аттапульгит) Навбахорского месторождения (КП НМ)	15,2	20,7
Композиция ЩБ НМ: ЩЗБ НМ+1:1	15,3	10,8
Композиция ЩБ НМ: КП НМ+1:1	16,5	18,4
Композиция ЩЗБ НМ: КП НМ+1:1	16,1	14,7
Композиция ЩБ НМ: ЩЗБ НМ:КП НМ =1:1:1	16,0	15,6

Причем, для буровых растворов, затворенных на минерализованой (соленой) воде, карбонатного палыгорскита Навбахорского месторождения требуется меньше, чем щелочного или щелочно-земельного бентонитов [8, 34].

Карбонатный палыгорскит Навбахорского месторождения в буровом растворе довольно медленно повышает его вязкость. Поэтому для увеличения вязкости раствора после добавок карбонатного палыгорскита требуется некоторое время.

Нами изучены и другие, не менее важные технологические параметры буровых растворов, полученных на основе глин Навбахорского месторождения [9, 7 8].

Полученные результаты представлены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что низкая водоотдача наблюдается при получении буровых растворов, с использованием карбонатного палыгорскита Навбахорского месторождения (КП НМ).

Таблица 2. Технологические показатели буровых растворов, полученных из глин Навбахорского месторождения (НМ) и их композиций

№	Состав бурового раствора	Содержание компонентов %	Плотность раствора (γ), г/см ³	Время (Т), с	Водоотдача (В), см ³ /30 мин	рН
1	2	3	4	5	6	7
1	ЩБ НМ К-4 NaOH H ₂ O	30 5 0,2 ост	1,22	31	36	9
2	ЩБ НМ К-4 NaOH H ₂ O	30 5 0,3 ост	1,19	33	50	8
3	КП НМ К-4 NaOH H ₂ O	30 5 0,2 ост	1,27	35	30	8
4	ЩБ НМ КП НМ К-4 NaOH H ₂ O	15 15 5 0,25 ост	1,20	32	22	9
5	ЩБ НМ КП НМ К-4 NaOH H ₂ O	15 15 5 0,2 ост	1,25	33	20	9
6	ЩБ НМ ЩЗБ НМ КП НМ К-4 NaOH H ₂ O	10 10 10 0,2 ост	1,23	33	24	8

Таким образом, можем сделать вывод о том, что по физико-химическим и технологическим показателям буровые растворы, полученные из карбонатного палыгорскита Навбахорского месторождения и его композиций с другими минералами, превосходят растворы, полученные из других известных глин [10, 178].

Учитывая особенности технологии получения стойких буровых растворов нами разработана опытно-производственная технологическая схема их получения с включением узла механо-химического диспергирования глин, которая представлена на рис. 1.

Установка состоит из реактора-смесителя (1), двигателя (2), мешалки (3), линии подачи глины-порошка (4), воды (5), химреагентов (6), добавок (7), рубашки (8), вентиля (9), насоса (10), механо-химического активатора МХА(11), двигателя (12), линии подачи готового раствора (13), сборника готового раствора (14), двигателя (15), мешалки (16) и насоса (17).

Методика получения глинистых буровых растворов с использованием МХД в лабораторных условиях состоит в следующем: в реактор-смеситель (1) по линии (4) поступает глинопорошок или его композиции в расчётном количестве. По линии (5) подается вода необходимого количества. Химреагенты подаются в реактор (1) по линии (6) и добавки - по линии (7). Перемешивание суспензии осуществляется с помощью двигателя (2) и соединенного к нему мешалки (3). Температура суспензии в реакторе (1) поддерживается водяной рубашкой (8). Далее, полученная суспензия с помощью вентиля (9) и насоса (10) подается в механо-химический диспергатор (МХД) (11), который работает с помощью

двигателя (12). Активированный (измельченный) глинистый раствор по линии (13) поступает в сборник готового раствора (14). Готовый глинистый раствор в сборнике (14) перемешивается с помощью двигателя (15) и мешалки (16). Из сборника (14) готовый глинистый раствор с помощью насоса (17) направляется к потребителю.

Отличительной особенностью данной установки от известных состоит в том, что использование МХД позволяет достичь высокой дисперсности твердой фазы в суспензии даже при внесении полидисперсных глинистых минералов [11, 203]. Обработка полиминеральных композиций, например, смеси «бентонит-пальгорскит» позволяет получить стойкие буровые растворы высокого качества [12, 117].

С целью выявления оптимальных оборотов двигателя МХД мы провели серию опытов от 1000 до 3000 об/мин.

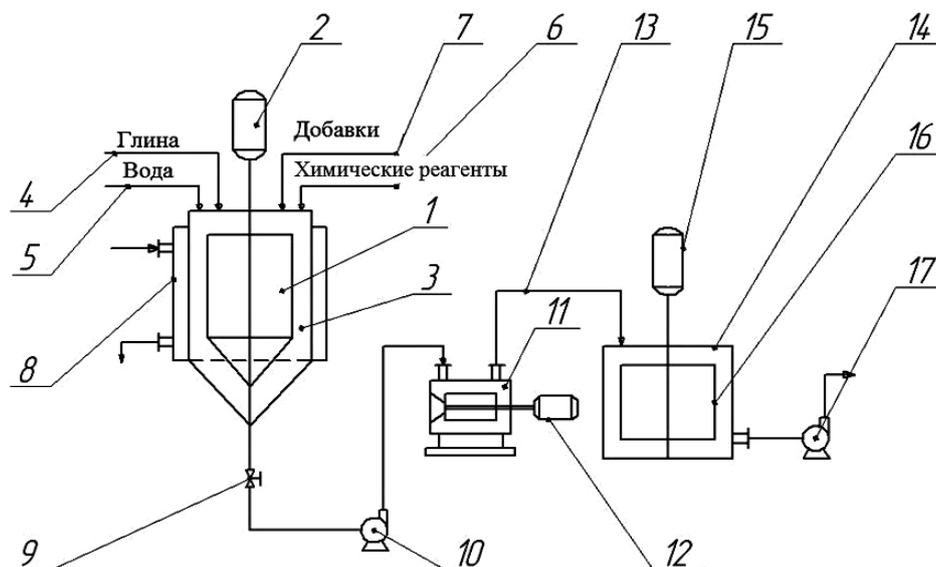


Рис. 1. Опытно-производственная технологическая схема буровых растворов с использованием механо-химического диспергатора (МХД)

Полученные результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3. Изменения технологических показателей буровых растворов, полученных из композиций КП НМ: ЩБ НМ (50:50) и КП НМ: ГГ ШМ (50:50) в зависимости от оборотов двигателя МХД

Обороты двигателя МХД об/мин	Водоотдача (В), см ³	Толщина корки, мм	Коэффициент устойчивости (Ку)
Композиция из глин КП НМ: ЩБ НМ =50:50			
	40	3	1,40
1000	37	3	1,53
2000	33	2	1,91
3000	31	1	2,05
Композиция из глин КП НМ: ГГ «Шорсув»=50:50			
	38	3	1,58
1000	32	3	1,84
2000	26	2	2,11
3000	23	1	2,32

При этом во всех опытах содержания К-4 и NaOH равнялись 5% и 0,2%, соответственно.

Из табл. 3 видно, что по сравнению с контрольными опытами для КП НМ (Карбонатный пальгорскит Навбахорского месторождения); ЩБ НМ (Щелочной бентонит Навбахорского месторождения) (50:50) и КП НМ : ГГ (Гидрослюдистая глина) «Шорсув» наиболее оптимальные обороты двигателя равнялись 2000 об/мин. Дальнейшее повышение оборотов двигателя МХД меняет технологические показатели получаемых буровых растворов незначительно [13, 230].

Таким образом, проведенные исследования разработанной технологии получения термо- и солейстойких буровых растворов на основе Навбахорских глин с использованием МХД при 2000 об/мин показывают её высокую эффективность по сравнению с традиционным способом [14, 179].

Список литературы / References

1. *Вадецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2003. 352 с.
2. *Негматова К.С.* Создание эффективных композиционных химических реагентов и получение на их основе буровых растворов.: Автореф. на соиск. учен. степ. док. тех. наук. Ташкент, 2015. 78 с.
3. *Лахтионов, С.В.* Влияние температуры на реологическое поведение буровых промывочных жидкостей Текст. / С.В. Лахтионов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. № 6, 2007. С. 25-28.
4. *Овчинников В.П., Аксенова Н.А. и др.,* Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов, // Известия вузов. Нефть и газ, 2000. № 4. С. 21-26.
5. *Тошев Ш.О.* Изучение технологических показателей буровых растворов, полученных из глин Навбахарского месторождения. Материалы международной научно-практической конференции “Проблемы и перспективы развития инновационного сотрудничества в научных исследованиях и системе подготовки кадров”. 24-27 ноября. Бухара, 2017. С.71-74.
6. *Лесин В.И.* О физической природе степенной зависимости вязкости буровых суспензий от скорости сдвига Текст. / В.И. Лесин, С.В. Лесин // Нефтепромысловое дело, №1, 2004. С. 37-39.
7. *Химия буровых промывочных жидкостей 1 часть.* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://allrefrs.ru/3-30224.html> - Загл. с экрана. (дата обращения: 07.12.2017).
8. *Мирзаев А.У., Черненко Г.В., Глушенкова А.И., Чинникулов Х.* Сорбционные свойства бентонитовых глин Навбахарского месторождения. Узбекский химический журнал, 1999. № 5-6. С. 34-36.
9. *Abdikamalova A.B., Eshmetov I.D.* Formulation of recipes of inhibiting the drilling mud without solid phase on the basis of industrial waste // XXXVIII International scientific and practical conference “International Scientific review of the problems and prospects of modern science and education” Boston. USA. 24-25 October, 2017. PP. 7-11
10. *Тошев Ш.О.* Физико-химические свойства буровых растворов, получаемых из глин Навбахарского месторождения. “Внедрение передовых технологий – основа развития нефтегазовой промышленности Узбекистана” республиканская научно-техническая конференция молодых ученых и специалистов. Ташкент, 2018. С. 178-179.
11. *Фэрман А.Е.* Занимательная минералогия. Санкт-Петербург: Свердловское книжное издательство, 2015. 290 с.
12. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М.* Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учеб.пособие для вузов. М.: «Недра», 1999. 424 с.
13. *Тошев Ш.О., Бозоров Ф.Р., Усмонов С.Ч.* Возможность получения солеустойчивых буровых растворов из полиминеральных композиций механо-химическим диспергированием. Материалы республиканской научно-практической конференции «Современные актуальные и инновационные технологии». Бухара, 2012. С. 230-232.
14. *Тошев Ш.О., Абдурахимов С.А., Адизов Б.З., Базаров Г.Р.* Исследование способа механо-химического диспергирования для повышения устойчивости глинистых буровых растворов. Актуальные проблемы переработки нефти и газа Узбекистана. Ташкент, 2012. С. 179-183.