

УДК 622.245.224

**ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ АДГЕЗИОННЫМИ СВОЙСТВАМИ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ УГЛУБЛЕНИИ СКВАЖИНЫ В
ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ**

**A MANAGEMENT OF ADHESIVE DRILLING FLUID PROPERTIES
ON A WELL SINKING INTO CLAY DEPOSITS**

**Уляшева Н.М., Вороник А.М., Лютиков К.В., Ходенко Д.В.
ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический
университет», г. Ухта, Российская Федерация**

**N.M. Ulyasheva, A.M. Voronik, K.V. Lyutikov, D.V. Khodenko
FSBEI NPE “Ukhta State Technical University”,
Ukhta, the Russian Federation**

e-mail: nulyasheva@ugtu.net

Аннотация. На основании литературных источников, собственных экспериментальных исследований и промыслового материала рассмотрены причины дестабилизации литифицированных глинистых пород (аргиллитов и аргиллитоподобных глин) и формирования сальников на долоте в вязких нелитифицированных глинах на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Западной Сибири. Одной из причин и в том, и в другом случае являются физико-химические процессы взаимодействия контактирующих поверхностей – адгезии. Адгезионные взаимодействия в массиве горных пород обеспечивают устойчивость сланцевых глин, которые характеризуются плитчатым, тонкослоистым строением, с выраженными плоскостями скольжения, наличием системы хаотических, пересекающихся микротрещин и значительного объема обломочного материала. Авторами на основании собственных лабораторных исследований, помимо общепринятых методов сохранения

устойчивости аргиллитоподобных глин (ингибирование, гидрофобизация, кольматация) даны рекомендации по их комплексному использованию за счет применения органических и неорганических ингибиторов и технического углерода (например, газовая сажа), которые повышают адгезионное взаимодействие между отдельными обломками глинистых пород. В слаболитифицированных глинах усиливается вероятность формирования сальников вследствие пластической деформации глинистой породы с образованием плотного контакта с поверхностями долота или стальной трубы. Авторами статьи проведен комплекс исследований в лабораторных условиях, который позволил разработать ряд рекомендаций, которые необходимо учесть при вскрытии пластичных смектитовых глин, а именно для снижения интенсивности адгезионного взаимодействия компонентов бурового раствора с металлическими поверхностями (в дальнейшем – формирование сальника) кроме общего повышения смазочной способности бурового раствора необходимо ограничить содержание коллоидной фазы (МВТ 3,5 кг/м³) при наличии в составе хлорида калия в концентрации не ниже 80 кг/м³.

Abstract. The authors had considered in the article causes destabilization lithified clay rocks (mudstone and claystone-like) and the formation sticking of the bit in unlithified leck in the field of the Timan-Pechora province and Western Siberia on the basis of the literature, own experimental research and field material. Physico-chemical processes of reaction between the contacting surfaces (adhesion) are one of the reasons and in that in both cases. Adhesive interactions in the rock provide stability clay shale which is characterized slabby, thinly laminated structure with exspressed slip plane, the presence of chaotic microcracks and significant amount of debris. The authors give recommendation about integrated use of clay by applying organic and inorganic inhibitor and technical carbon (for example, carbon black), witch increase the adhesive interaction between the individual ratchet of clay rocks on the basis of own laboratory research besides generally accepted methods preservation of

stability claystone-like (inhibiting, hydrophobization, wall packing). The probability of forming cake intensifies in haz-lithified clay from plastic deformation clay rock to form a sealing contact with the surfaces of the bit or steel tubes. The authors conducted a complex research in the laboratory, which has allowed to develop a series of recommendations to be considered at the opening of plastic smectite clay. Except for a general increase in lubricating efficiency drilling mud, necessary to limit the content of the colloidal phase (MBT 3.5 kg/m^3) in the presence of a potassium chloride at a concentration of not less than 80 kg/m^3 to reduce the intensity of the adhesive interactions with the components of the drilling mud and metal surfaces (the formation of the cake).

Ключевые слова: буровой раствор, адгезия, сальники, литификация, глинистые породы, технический углерод, силы трения.

Key words: drilling mud, adhesion, cake, lithification, clay rock, technical carbon, frictional force.

Анализ строительства нефтяных и газовых скважин показал, что одними из наиболее часто встречающихся горных пород, в частности, на месторождениях Западной Сибири и Европейского Севера, являются глинистые разности, отличающиеся как по минералогическому составу, так и по степени литификации. Именно к таким породам относят большинство осложнений в процессе углубления скважин, связанных с потерей стабильности горных пород и сальникообразованием. Причем по мере увеличения степени литификации возрастает опасность нарушения стабильности стенок скважины и аварийных ситуаций, а в вязких глинистых отложениях увеличивается вероятность формирования сальников. И в том, и в другом случае определенную роль играют адгезионные процессы. В настоящий момент проблема дестабилизации слаболитифицированных глин, в основном, решается использованием буровых растворов, содержащих в своем составе химические реагенты,

замедляющие процессы их гидратации (неорганические ингибиторы гидратации, гидрофобизаторы, полимерные реагенты-инкапсуляторы). В то же время бурение в интервалах залегания глинистых сланцев (сланцеватое строение имеют аргиллиты, глинистые сланцы и мергель) продолжает оставаться крайне сложной проблемой. Как показал анализ строительства скважин на месторождениях, расположенных на Средне-Печорском поперечном поднятии (Южно-Лыжское, Северо-Кожвинское, Кыртаельское, Южно-Кыртаельское и др.), они объединены осложнениями, которые связаны с вскрытием литифицированных аргиллитоподобных глин, аргиллитов, мергелей и алевролитов. Породы имеют плитчатое, тонкослоистое строение, характеризуются выраженными плоскостями скольжения. Массив перебит системой хаотических, пересекающихся микротрещин. Свою негативную роль в изменении диаметра и траектории оси скважин играют углы падения пластов, которые могут изменяться, например, для Кыртаельской площади от 4° до 40° . В связи с вышесказанным можно утверждать, что интенсификация кавернообразования в вышеперечисленных породах на рассматриваемых площадях связана с капиллярным и осмотическим массопереносом, временем увлажнения, гидродинамикой в процессе промывки и спуско-подъемных операций, положением оси скважины. Например, зенитный угол достигал величин 20° - 22° на Южно-Лыжском месторождении и 42° - 45° на Северо-Кожвинском месторождении. В последнем случае углы падения пластов ($\approx 40^\circ$) близки к зенитному углу, что, по мнению авторов, сыграло немаловажную роль в проявлении тяжелых осложнений на данной площади [1]. Наибольший коэффициент кавернозности достигал при этом величины 2,82 на скважине № 21 Южно-Лыжской площади (средний коэффициент в осложненных интервалах на вышеуказанных месторождениях составил 2,0). При этом многие сланцевые породы представляют собой куски и частицы, не имеющие заметной механической связи, а их механическая прочность обусловлена силами трения [2],

которые реагируют на степень увлажнения, как в результате механической фильтрации, так и диффузионно-осмотического влагопереноса. Экспериментальные исследования, проведенные в лаборатории кафедры бурения Ухтинского государственного технического университета (УГТУ), а также промысловые испытания различных промысловых систем позволили определить одно из направлений совершенствования технологии буровых растворов в таких условиях. Авторы считают, что сохранение стабильности неустойчивых глинистых пород, в составе которых присутствуют обломочные аргиллиты и алевролиты, может быть обеспечено использованием буровых растворов с низкими фильтрационными характеристиками и повышенной кольматирующей способностью. Это одновременно снижает проницаемость пристенных слоев и повышает адгезионное сцепление между обломочным материалом, песком и отдельными плоскостями в слоистых глинистых отложениях.

Роль адгезионного кольматанта может выполнять любое вещество, способное адсорбироваться на поверхности фильтрационных каналов в литифицированных глинистых породах, изменяя их адгезионные свойства, и одновременно с этим кольматировать микротрещины и поровые каналы, по которым происходит проникновение фильтрата бурового раствора. Таким образом, снижается вероятность возникновения осложнений деформационного характера и разупрочнения горных пород. Основной проблемой в отличие от трещиноватых карбонатных пород является малая раскрытость трещин, к тому же заполненных, например, кальцитом, что не позволяет использовать многие виды кольматантов. В то же время основные неорганические ингибиторы глин, в том числе хлориды калия и натрия, и поверхностно-активные вещества, например, полигликоли, способны проникнуть в такие трещины. При этом, однако, не обеспечивается необходимая степень кольматации и не усиливается степень адгезионного сцепления между отдельными частицами горной породы и плоскостями скольжения.

Примером адгезионного кольматанта является технический углерод, в частности гранулированная сажа и мелкодисперсный сферический графит, обладающие высокой пластичностью, что способствует их проникновению в поры, микротрещины, а также между обломками породы. Присутствие таких реагентов как полигликоль не только обеспечивает образование комплексов в присутствии солей калия повышенной молекулярной массы, образуя устойчивые коагуляционные структуры и замедляя проникновение фильтрата в микротрещины глин, но и изменяет свойства твердого кольматанта [3]. Проникая в микротрещины пласта, модифицированный технический углерод кольматирует проводящие фильтрат поры и трещины, тем самым, предотвращает его продвижение по плоскостям напластования и микротрещинам.

В лабораторных условиях был проведен комплекс исследований по оценке адгезионной способности буровых растворов, нашедших применение в настоящее время при бурении скважин на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Необходимо отметить, что значительный объем использования в глинистых разрезах региона приходится на малоглинистые полимерные системы Оптима и полигликолевый буровой раствор, а также эмульсионные жидкости, в частности, MegaDrill. В составе системы Оптима содержатся акриловые полимеры, обеспечивающие при определенной концентрации инкапсуляцию слаболитифицированных глин и кольматацию сланцевых глинисто-песчаных разностей. В полигликолевом обязательно присутствие высокомолекулярного гелеобразователя (например, биополимер) и органического ингибитора полигликоля, который может обеспечить, по мнению разработчиков, и кольматацию. Раствор MegaDrill относится к растворам на основе минерального масла, а в качестве дисперсной фазы – минерализованная вода. При этом воздействие на горные породы зависит от вида минерализатора. В испытуемом растворе используется хлорид кальция, что, по нашему мнению, обеспечит достаточную стабильность

сланцевых глин. Составы испытуемых растворов и их технологические свойства представлены в таблице 1. Отличие полимерных систем заключается в содержании минерального компонента МК-100 (плотность 1040 кг/м^3 – Оптима и 1010 кг/м^3 – полигликолевый) и, соответственно, реологических характеристик. При этом фильтрационные характеристики практически одинаковы. Эмульсионный раствор обладает высокой стабильностью ($\text{ЭС} = 427 \text{ в}$).

Таблица 1. Компонентные составы и технологические свойства буровых растворов

Название и состав раствора	Технологические свойства буровых растворов						
	Плотность, кг/м^3	Условная вязкость, сек	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Пластическая вязкость, мПа.с	Кажущаяся вязкость, мПа.с	Показатель фильтрации, мл/30мин	Электростабильность, в
Полигликолевый (бентонит, NaOH, полигликоль, Duovis, Polypac R, Polypac UL, Fk-lube, Defoamer Penta 465)	1010	40	59	15	21	9,8	
Оптима (бентонит, Reacap, Reastab, Duovis, МК-100, Fk-lube, Defoamer Penta 465)	1040	55	117	17	29	10,2	
MegaDrill (Мин. масло, Versamul, Geltone, Lime, Versacoat HT, CaCl_2 , CaCO_3 ; масло:вода 80:20 %)	1020	37	29	28	31	–	427

Результаты исследований с использованием прибора ВСВ – 25 степени взаимодействия нагруженных образцов, находящихся в контакте с буровыми растворами, представлены в виде гистограмм (рисунок 1). Как видно из результатов исследования, наибольшее сцепление между поверхностями глинистых образцов обеспечивается полигликолевым раствором, что связано с присутствием дополнительной твердой фазы и активного кольматанта – полигликоля. При этом мраморная крошка сама не является адгезионно-активным кольматантом, но может уменьшить

проницаемость призабойной зоны пласта. Остальное обеспечивается, конечно, полигликолем. Однако любое изменение соотношения реагентов может снизить процесс адгезии. Например, при добавке дополнительных количеств полигликоля (если это требуется для вскрытия в дальнейшем продуктивных пластов) начинает проявляться смазочное действие граничных слоев и коэффициент адгезионного взаимодействия снижается. Он может частично восстановиться при комбинированной обработке гипсом и полиакриламидом (ПАА). При хорошей смазочной способности эмульсия тоже повышает способность глинистых образцов к адгезии, что, конечно, обеспечивается присутствием в водной фазе хлорида кальция.

Адгезионное взаимодействие между глинистыми образцами может усиливаться при частичной замене мраморной крошки гидрофобизованными материалами или конденсированной твердой фазой, или дополнительной обработке этими веществами полимерных систем.

По нашему мнению, в состав бурового раствора кроме неорганического ингибитора в количествах, достаточных для управления ингибирующей способностью циркулирующей жидкости, должен входить адгезионный кольматант и высокомолекулярный линейный полимер, обеспечивающие снижение проницаемости горной породы и фильтрационной корки, а адгезионный кольматант к тому же усилит адгезию между обломками горной породы. Такая обработка, как показали исследования, позволяют значительно увеличить продолжительность устойчивого состояния литифицированных глинистых пород.

Наиболее возможным базовым вариантом бурового раствора в литифицированных глинистых породах с последующим вскрытием продуктивных пластов является ингибирующий, безглинистый, обработанный калиевым ингибитором высокой молекулярной массы, полисахаридами, органическим ингибитором и техническим углеродом. При этом возможны следующие процессы:

- уменьшение проницаемости горных пород за счет образующихся комплексных соединений при использовании совместной обработки калиевым и органическим ингибиторами;
- гидрофобизация поверхности глинистых минералов в присутствии неорганического калийного и органического ингибиторов;
- образование в микротрещинах и порах конденсационно-кристаллизационной структуры;
- кольматация трещин и пор техническим углеродом и усиление адгезионного сцепления между отдельными обломками горных пород, плоскостями скольжения.

В значительной степени силы адгезии проявляются при бурении в слаболитифицированных глинистых породах при формировании сальников на долоте и компоновка низа бурильной колонны (КНБК). Причем этот процесс усиливается при использовании, в свою очередь, буровых растворов с достаточно высоким содержанием твердой (коллоидной) фазы и повышенными реологическими характеристиками. Как отмечалось выше, сальникообразование на долоте в первую очередь проявляется при разбурировании вязких глин и набухающих глинистых сланцев, которые адсорбируют воду из бурового раствора. В этом случае постепенно уплотняющийся сальник может настолько увеличиться в объеме, что покрыть все долото, препятствуя дальнейшему процессу бурения. Для предупреждения образования сальника на долоте вязкие глины часто используют пониженные осевые нагрузки [4].

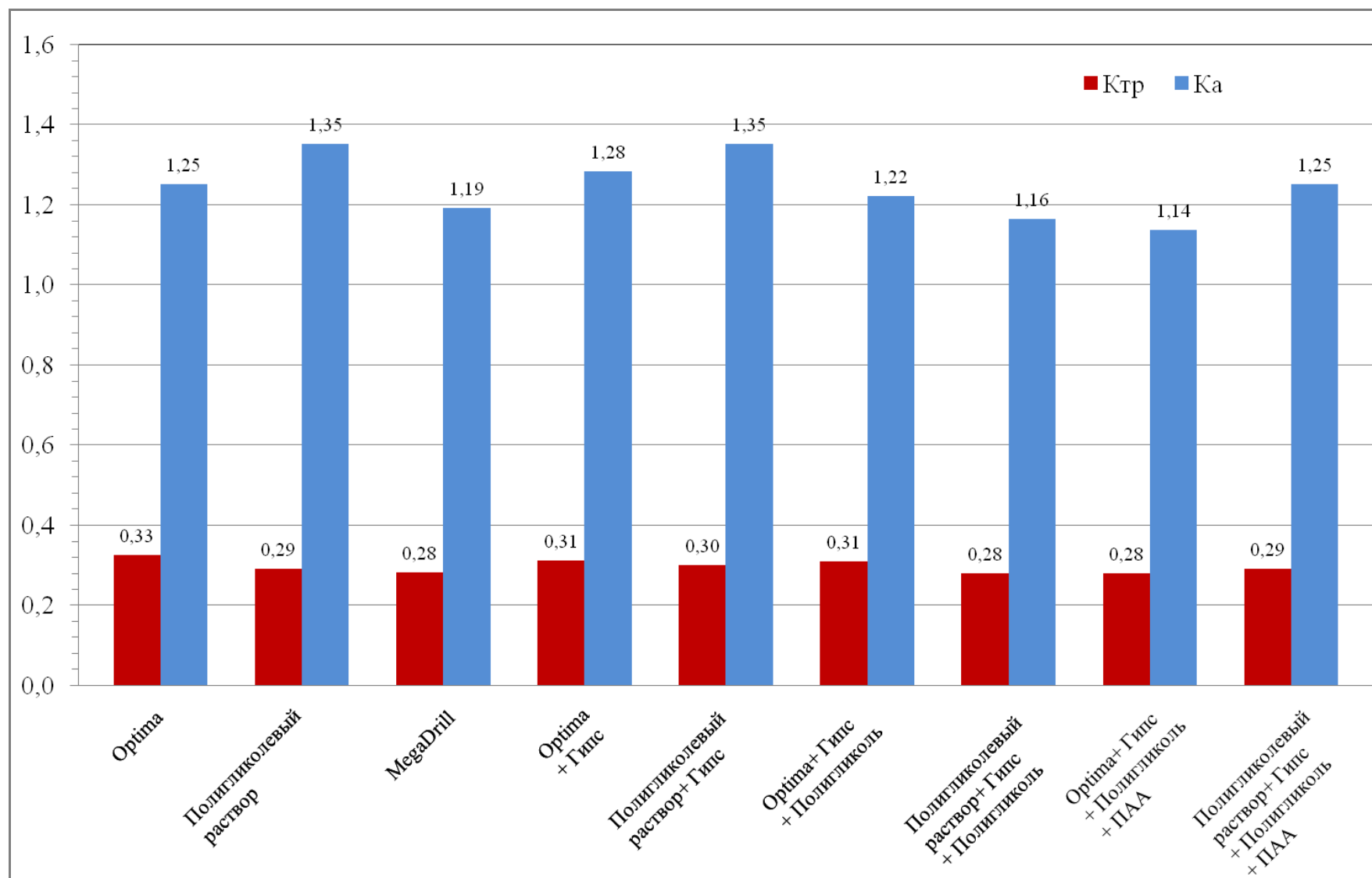


Рисунок 1. Влияние буровых растворов на коэффициенты трения ($k_{тр}$) и адгезионного взаимодействия (k_a) между образцами глинисто-песчаной пород

Интенсивное сальникообразование в глинистых породах, по мнению большинства исследователей, объясняется следующими факторами:

- перепадом давления, который согласно Гарнье и ван Лингену увеличивается за счет гидратационных сил, действующих в уплотненных глинистых породах;
- адгезионными силами, которые становятся очень высокими из-за пластической деформации глинистых пород с образованием плотного контакта с поверхностями долота.

Механизм адгезии при этом заключается в создании водородных связей между молекулярными слоями воды, адсорбированной на поверхности глинистых частиц, и слоем воды, примыкающим к стальной поверхности [5]. В свою очередь, механизм возникновения сальника можно связать с действием адгезионных сил, которые становятся очень высокими из-за пластической деформации глинистой породы с образованием плотного контакта с поверхностями долота или стальной трубы. А силы притяжения, действующие на очень малых расстояниях, начинают проявляться в момент, когда твердые вещества (в данном случае твердая фаза буровых растворов и металлические поверхности) входят в плотный контакт. Кроме того, мягкие глины, в том числе и глинистые сланцы, размягчающиеся при взаимодействии с промывочной жидкостью, характеризуются небольшими силами внутреннего сцепления, а прилипание зависит от разности адгезионных и когезионных сил [6]. Однако механизм возникновения сальников основан не только на действии адгезионного эффекта в чистом виде, но и на действии аутогезионного эффекта [7, 8, 9], заключающемся в дополнительном налипании глины на уже сформировавшийся начальный слой сальника. При этом выбуренная глинистая порода интенсивно впитывает воду из бурового раствора, а прочность ее адгезионного контакта увеличивается.

На кафедре бурения были проведены исследования по оценке характера образования и разрушения искусственного сальника при увеличении

концентрации глинистой фазы в буровом растворе. В качестве базовых составов использованы безглинистый пресный и минерализованный по хлориду калия биополимерный растворы, широко используемые на месторождениях Западной Сибири. В качестве «нарабатываемой» глинистой фазы применялся немодифицированный бентонитовый глинопорошок. Внешний вид искусственного сальника, полученного с использованием экспериментальной установки, представлен на рисунке 2.



Рисунок 2. Искусственный сальник

Процесс образования сальника при этом можно было разделить на 2 стадии:

- первая стадия характеризуется медленным формированием тонкого слоя за счет адгезионного прилипания глинистой фазы к металлическому стержню;
- вторая заключается в увеличении размера и плотности сальника за счет слипания и укрупнения глинистых частиц. При этом скорость нарастания постепенно ступенчато возрастает. Ступенчатость объясняется уплотнением осадка.

Эксперименты показали, что скорость образования сальника и его влажность в значительной степени при прочих равных условиях зависели от минерализации, содержания твердой фазы и смазочных композиций.

Например, увеличение минерализации обеспечивало даже при повышенных концентрациях глинистой фазы формирование хрупкого сальника, а при концентрации хлорида калия свыше 120 кг/м^3 сальник вообще не образуется. К таким образованиям на практике обычно не применяется определение «сальник», поскольку их сравнительно легко удалить с применением интенсивной промывки и расхаживания бурильного инструмента. С другой стороны в пресных растворах активная наработка глинистой фазы оказывает крайне негативное действие. При этом, даже в присутствии смазочных материалов, увеличение поперечных размеров сальника может превысить диаметр элементов КНБК и бурильной колонны. В ходе исследований было получено минимально допустимое содержание глинистой фазы в пресном биополимерном растворе, которое не позволяет сформировать сальник. Исходя из вышесказанного, в дополнение к минимальным содержаниям коллоидной фазы ($\text{МВТ } 3,5 \text{ кг/м}^3$) рекомендуется при бурении скважин в интервалах слаболитифицированных глинистых пород применение минерализованных буровых растворов с содержанием соли (хлористый калий) не ниже 80 кг/м^3 . Величина минерализации может быть уточнена на основании опыта бурения в рамках конкретного месторождения.

Выводы

1. Экспериментально установлено, что основным направлением для предотвращения осложнений, вызванных потерей устойчивости аргиллитоподобных глин и сальникообразования в слаболитифицированных глинах, является управление адгезионным взаимодействием в массиве горной породы (аргиллит и глинистый сланец) и на поверхности раздела глинистые частицы – буровой раствор (пластичные глины).

2. В литифицированных глинистых породах необходимо увеличивать адгезионное взаимодействие за счет процессов коагуляции и гидрофобизации контактирующих поверхностей.

3. В пластичных смектитовых глинах для снижения интенсивности адгезионного взаимодействия компонентов бурового раствора с металлическими поверхностями (в дальнейшем – формирование сальника) кроме общего повышения смазочной способности бурового раствора необходимо ограничить содержание коллоидной фазы (МВТ 3,5 кг/м³) при наличии в составе хлорида калия в концентрации не ниже 80 кг/м³.

Таким образом, при разработке технологии буровых растворов для строительства скважин в глинистых отложениях, в первую очередь, необходимо учитывать их минералогический состав и степень литификации для прогнозирования физико-химических процессов и возможных аварийных ситуаций.

Список используемых источников

1 Разработка оптимизированного регламента промывки наклонно направленной скважины при бурении на площадях ЗАО «Байтек Силур»/ Уляшева Н. М. [и др.]// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2004. № 2. С. 12-16.

2 Войтенко В. С. Геомеханика в бурении. М.: Недра, 1996. 189 с.

3 Ружников А. Г. Стабильность ствола скважины при бурении на месторождениях Южного Ирака // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. № 6. С. 58-80.

URL: http://ogbus.ru/eng/authors/RuzhnikovAG/RuzhnikovAG_1.pdf

4 Иносаридзе Е. М., Змеев Ю. В. Промысловый опыт применения буровых растворов и других технико-технологических решений при бурении горизонтальных и пологих скважин // Бурение и нефть. 2007. № 3. С. 28-32

5 Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждений осложнений в бурении. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1984. 225 с.

6 Уляшева Н. М., Деминская Н. Г. Регулирование адгезионных процессов в литифицированных глинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч. техн.журн./ВНИИОЭНГ. 2008. № 6. С. 25-26.

7 Ишбаев Г. Г., Христенко А. Н., Христенко А. В. Современные аспекты применения ПАВ для повышения эффективности алмазного бурения нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. 2010. № 3. С. 34-37.

8 Христенко А. В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбуривании пластичных горных пород: автореф. дис.... канд. техн. наук. Уфа, 2010.

9 Шилов А. Г., Гличев В. А. Предупреждение сальникообразования при бурении в глинистых отложениях // УКАНГ. 2013. № 4. С. 60-62.

References

1 Razrabotka optimizirovannogo reglamenta promyvki naklonno napravlennoj skvazhiny pri burenii na ploshhadjah ZAO «Bajtek Silur». Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more/ Uljasheva N. M.[eds.] Moscow, OAO «VNIIOJeNG», 2004, no. 2, pp. 12-16. [in Russian].

2 Vojtenko V. S. Geomehanika v burenii. Moscow, Nedra, 1996. 189 p. [in Russian].

3 Ruzhnikov A. G. Stabil'nost' stvola skvazhiny pri burenii na mestorozhdenijah Juzhnogo Iraka.. Neftegazovoe delo: Jelektron. Nauchn. Zhurn 2013, no.6, pp. 58-80. URL: http://ogbus.ru/eng/authors/RuzhnikovAG/RuzhnikovAG_1.pdf [in Russian].

4 Inosaridze E. M., Zmeev Ju.V. Promyslovyy opyt primeneniya burovyh rastvorov i drugih tehniko-tehnologicheskikh reshenij pri burenii gorizonta'nyh i pologih skvazhin. Burenie i neft', 2007, no.3, pp. 28-32. [in Russian].

5 Gorodnov V. D. Fiziko-himicheskie metody preduprezhdenij oslozhnenij v burenii. 2-e izd., pererab. i dop., Moscow, Nedra, 1984. 225 p. [in Russian].

6 Uljasheva N. M., Deminskaja N. G. Regulirovanie adgezionnyh processov v litificirovannyh glinah. NTZh Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more, 2008, no.6, pp. 25-26. [in Russian].

7 Ishbaev G.G., Hristenko A. N., Hristenko A. V. Sovremennye aspekty primeneniya PAV dlja povysheniya jeffektivnosti almaznogo burenija neftjanyh i gazovyh skvazhin. Burenie i neft', 2010, no. 3, pp. 34-37. [in Russian].

8 Hristenko A. V. Obosnovanie himicheskoj obrabotki burovnyh rastvorov dlja preduprezhdenija sal'nikoobrazovanija pri razburivanii plastichnyh gornyh porod : avtoref. diss. kand. teh. nauk. Ufa, 2010. [in Russian].

9 Shilov, A. G., Glichev V. A. Preduprezhdenie sal'nikoobrazovanija pri burenii v glinistyh otlozhenijah. UKANG, 2013, no. 4, pp. 60-62. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Уляшева Н. М., канд. техн. наук, профессор, зав. кафедрой бурения, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

N. M. Ulyasheva, Candidate of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair of Drilling, FSBEI HPE USTU, Ukhta, the Russian Federation

e-mail: nulyasheva@ugtu.net

Вороник А. М., старший преподаватель кафедры бурения, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

A. M. Voronik, Senior Lecturer of the Chair of Drilling, FSBEI HPE USTU, Ukhta, the Russian Federation

Лютиков К. В., аспирант кафедры бурения, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

K. V. Lyutikov, Post-graduate Student of the Chair of Drilling, FSBEI HPE USTU, Ukhta, the Russian Federation

Ходенко Д. В., аспирант кафедры бурения, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта,
Российская Федерация

D. V. Khodenko, Post-graduate Student of the Chair of Drilling, FSBEI NPE
USTU, Ukhta, the Russian Federation