

Инженер-нефтяник

№ 1 2016

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Повышение качества
крепления скважины

Механизм
формирования ствола
скважины

Гидроимпульсное
воздействие на пласт

Экспертное обследование
конденсатопровода

Применение
ингибированного бурового
раствора

Заводнение
низкопроницаемых
коллекторов

Композитные
трубопроводы в
нефтегазовой отрасли



СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Разработка решений по повышению качества крепления скважины в условиях поглощений и сероводородной агрессии. Вороник А.М., Логачев Ю.Л., Каменских С.В., Уляшева Н.М.	5	Solutions to improve well casing cementing under circulation loss and hydrogen-sulfide corrosion. Voronik A.M., Logachev Ju.L., Kamenskih S.V., Uljasheva N.M.
Прохождение стохастического сигнала через вариационную структуру измерения градиента крутящего момента. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов Э.Х., Ягубов Э.Э., Бойченко Л.П.	12	Stochastic signal passage through variable-based structure of torque gradient. Tskhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z., Boychenko L.P.
Анализ рациональных условий применения ингибированных буровых растворов при проходке нефтяных скважин в бассейне «Кыу Лонг» (СРВ). Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, Нгуен Тиен Хунг, Чыонг Ван Ты	16	Rational conditions of application inhibited drilling mud while Kyu Long well drilling (Socialist Republic of Vietnam). Solov'ev N.V., Chan Suan Dao, Nguen Tien Hung, Chyong Van Ty
Разработка дизайна фильтра-хвостовика для крепления горизонтальных участков скважины большой длины. Кейн С.А., Андронов И.Н., Швец С.В., Пятибрат В.П.	24	Slotted filter design to fix horizontal wellbore of great length. Kejn S.A., Andronov I.N., Shvec S.V., Pjatibrat V.P.
Анализ условий формирования нецилиндрических сложных форм поперечного сечения ствола скважины. Нескоромных В.В.	28	Conditions of complex non-cylindrical shape of wellbore cross-sections. Neskoromnyh V.V.
Частотные искажения при изменении градиента крутящего момента вариационной структуры. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов Э.Х., Ягубов Э.Э., Дементьев И.А., Тетеревлёва Е.В.	33	Frequency distortions while the gradient of the torque variation patterns changes. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z., Dement'ev I.A., Teterevljova E.V.
Автоматизация СПО – реальная перспектива облегчения и повышения безопасности труда в геологоразведочном бурении. Лачинян Л.А.	39	Tripping automation is a real facilitation and improvement of safety in exploration drilling. Lachinjan L.A.
Цемент как материал для изоляции заколонного пространства скважин должен быть заменен, возможно, пенополиуретаном. Лышко Г.Н.	46	Cement as a material for isolation of casing annulus of the wells needs to be replaced, perhaps with polyurethane foam. Lyshko G.N.
Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов. Рогачев М.К., Кузнецова А.Н.	49	Research and development of surfactants solutions for water flooding low-permeability polymictic reservoirs. Rogachev M.K., Kuznecova A.N.
Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н.	54	Probabilistic model of massive oil deposits upper carbonic basin and Silurian-Devonian carbonate deposits of the Timan-Pechora province. Skuba D.A., Kolbunov M.G., Savenok O.V., Solov'jova V.N.
Оценка влияния азимутального распространения естественных трещин на разработку сложнопостроенной карбонатной залежи. Мартюшев Д.А.	66	Evaluation of the influence of the azimuthal distribution of natural fractures on the development of a structurally complex carbonate reservoir. Martjushev D.A.
Аналитические исследования эффективности гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта. Николаев Н.И., Купавых К.С.	70	Research on hydro-pulse impact effectiveness on bottomhole formation zone. Nikolaev N.I., Kupavyh K.S.
Применение композитных трубопроводов в нефтегазовой промышленности. Любин Е.А., Густов Д.С.	72	The use of composite pipelines in the oil and gas industry. Ljubin E.A., Gustov D.S.
Экспертное обследование фрагмента аварийного участка трубопровода с целью определения причин возникновения язвенной коррозии. Быков И.Ю., Борејко Д.А., Смирнов А.Л., Мешанкин В.Л.	78	Examination of pipeline fault section to detect of pitting corrosion causes. Bykov I.Ju., Borejko D.A., Smimov A.L., Meshhankin V.L.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

3. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Согласование инерционных свойств вариационной структуры измерения градиента крутящего момента с системой управления бурением. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - №9. - с. 10-14.

4. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б. Способ измерения крутящего момента ротора буровой установки с использованием вариационной структуры. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. - №3. - с. 27-30.

5. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Оценка метрологических точностных характеристик дифференциальной (вариационной) структуры измерителя крутящего момента на валу силового привода буровой установки. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - №7. - с. 12-14.

6. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б. Возможность использования динамических составляющих параметров крутящего момента для управления процессом углубления скважины. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. - №3. - с. 20-23.

REFERENCES (ending)

3. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. Harmonization of inertial properties of the variational structure of gradient measurement for the torque and drilling control system - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: JSC "VNIIOJENG", 2015. - №9. - p. 10-14.

4. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B. Method of measuring torque of drilling rig rotor using a variational structure. - Petroleum engineering. - M.: LLC "IDS Drilling", 2014. - №3. - p. 27-30.

5. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Metrological characteristics assessment accuracy of differential (calculus) patterns to measure torque on a shaft power drive of the drilling rig. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: JSC "VNIIOJENG", 2012. - №7. - p. 12-14.

6. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B. Using dynamic components of the torque profiles to control the process of deepening wells. - Petroleum engineering. - M.: LLC "IDS Drilling", 2014. - №3. - p. 20-23.

УДК 662.24

Анализ рациональных условий применения ингибированных буровых растворов при проходке нефтяных скважин в бассейне «Кыу Лонг» (СРВ)

¹Н.В. Соловьев - доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

²Чан Суан Дао - доктор техн. наук;

¹Нгуен Тиен Хунг - аспирант

³Чыонг Ван Ты

(МГРИ-РГГРУ; СП «Вьетсовпетро»;

³Ханойский горно-геологический университет)

При бурении нефтяных скважин предприятием «Вьетсовпетро» применяются различные ингибированные буровые растворы, которые предназначены для предупреждения осложнений в глиносодержащих горных породах в миоценовых и олигоценых отложениях. Такие отложения характеризуются присутствием

мощных пластов глин различного минералогического и химического состава, что затрудняет использование бурового раствора универсального состава, позволяющего устранить осложнения, связанные с гидратацией и набуханием глиносодержащих горных пород. Это отражается на сложности проявления механизма

ингибирования таких глиносодержащих горных пород, что зачастую не исключает диспергирования их в стенках скважин и буровом растворе. Это приводит к возникновению деформационной неустойчивости горных пород ствола скважин и значительному увеличению плотности бурового раствора за счет обогащения выбуриваемой глиносодержащей породы, подвергающейся диспергированию водной фазой бурового раствора.

Как показывает анализ технологий бурения скважин в глиносодержащих горных породах, наибольшую трудность при проходке представляют глиносодержащие горные породы, которые под воздействием фильтрата бурового раствора намокают за счет гидратации, набухают, увеличиваясь в объёме, и способствуют возникновению деформационных нарушений устойчивости ствола скважин. Нами в работе [5] и рядом других исследователей [1, 2, 3, 4, 7] раскрыты механизмы ингибирования глиносодержащих горных пород при использовании полимерных и полимерно-электролитных буровых растворов на водной основе. Эти исследования позволяют сконцентрироваться на использовании различных видов полимерных реагентов, обеспечивающих ингибирующее действие по отношению к глинистым минералам в составе комплексов отложений горных пород.

Предприятие «Вьетсовпетро» при бурении нефтяных скважин в глиносодержащих горных породах использует буровые растворы, самостоятельно разработанных рецептов, но чаще всего применяют ингибированные растворы компании «MI Drilling Fluids UK». Из предлагаемого перечня буровых растворов каждый из них

обладает рядом преимуществ и недостатков, особенно при бурении в условиях скважин малых диаметров. Исходя из этого, требуется уточнение условия применения рекомендуемых составов буровых растворов на основе анализа механизма ингибирования глиносодержащих горных пород при использовании различных по химическому составу реагентов – ингибиторов.

Такие исследования нами выполнены в лабораторных условиях на основе оценки ингибирующей способности буровых растворов по отношению к глиносодержащим горным породам в комплексе с другими показателями, определяющими эффективность применения таких растворов.

Ингибирующей буровой раствор «FeCl₃ - АКК» приготавливается на основе технической воды с добавлением реагентов для диспергирования бентонита, кальцинированной соды Na₂CO₃, едкого калия KOH, бентонитовой глины, химического реагента для уменьшения водоотдачи (СМС-НV либо СМС-LV), смазывающего вещества и биоцида. Основное ингибирующее действие такому раствору придают вводимые реагенты феррохромлигносульфонат (FeCl₃) и алюмокалиевые квасцы (АКК).

Рецептура промывочного раствора FeCl₃- АКК приведена в табл. 1.

Ингибирующее действие буровому раствору FeCl₃ – АКК придают следующие химические реагенты:

- *ferocrom lignosulfonat* (FeCl₃) – феррохромлигносульфонат, получаемый путем ввода в водный раствор сульфит-спиртовой барды сернистого железа и дихромата натрия (Na₂Cr₂O₇), что способствует повышению его термостойкости и солестойкости

в составе буровых растворов. Кроме того, при фильтрации бурового раствора, обработанного FeCl₃, проявляется его ингибирующее действие по отношению к глинистым частицам в составе горных пород за счет эффективного мембранообразования, способствующего удержанию молекул воды фильтрата образованным коллоидным слоем макромолекул реагента на поверхности глинистых частиц;

- алюмокалиевые квасцы (АКК) – проявляющие ингибирующее действие по отношению к глиносодержащим горным породам за счёт выделяющегося при диссоциации катиона K⁺, который обладает повышенной подвижностью в пределах кристаллической решетки глин. Эта подвижность катионов K⁺ обеспечивает заполнение ими лунок в кристаллических структурных элементах глинистых минералов, что способствует приданию ей жесткости, препятствующей поступлению молекул воды в межплоскостное пространство элементарных кристаллических пластинок глины.

Таблица 1. Рецепт ингибирующего бурового раствора FeCl₃ - АКК.

Название химических реагентов и материалов	Назначение, действие	Расход в кг на 1 м ³ раствора	
		На морской воде	На технической пресной основе
Глина	Образование структуры	20 – 40	30 – 40
СМС-НV	Уменьшение водоотдачи и повышение вязкости	5 – 10	6 – 12
СМС – LV	Уменьшение водоотдачи	10 – 15	14 – 20
FeCl ₃	Снижение вязкости, статического напряжения сдвига	25 – 35	30 – 40
Na ₂ CO ₃	Осаждение ионов Ca ²⁺	0,5 – 1	0,5 – 1
KOH	Регулирование pH	4 – 6	5 – 7
АКК	Ингибирование глиносодержащих пород	4 – 5	4 – 5
Биоцид	Борьба с вредными бактериями	1 – 2	1 – 2
Смазочная добавка	Смазочные свойства	15 – 25	15 – 25
Пеногаситель	Пеногашение	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5

Совершенство структурных, фильтрационных и реологических свойств достигается за счет ввода в состав такого бурового раствора модификаций карбоксиметилцеллюлозы:

- *СМС – НV* – эффективный регулятор фильтрационных свойств буровых растворов. Применяют в тех случаях, когда требуется поддержание высоких реологических характеристик этих растворов;

- *СМС – LV* – обеспечивает понижение показателя фильтрации буровых растворов на водной основе при незначительном повышении реологических параметров. Реагенты соответствуют спецификации 13 *API* и российским ТУ 6-55-40-90 (натрий – карбоксиметилцеллюлоза техническая) [6]. Пенегаситель в данный вид бурового раствора вводится из-за необходимости устранения пенообразования при обработке его феррохромлигносульфонатами.

Буровой раствор $FeCl_3$ – *АКК* имеет следующие преимущества:

- обладает хорошей ингибирующей способностью, что обеспечивает стабильность стенок ствола скважины;
- имеет стабильные свойства при высоких температурах (до 160-180 °С) и концентрации хлорида натрия ($NaCl$) (до 15%);
- простой способ приготовления;
- невысокая стоимость единицы объема.

Недостатки этого раствора заключаются в том, что:

- в процессе бурения твердая фаза бурового раствора легко осаждается при начале циркуляции бурового раствора, обработанного алюмокалиевыми квасцами, что сопровождается повышением вязкости, и водоотдачи. Прочность геля при этом увеличивается, поэтому требуется дополнительная обработка, приводящая к увеличению количества химических реагентов;

- образующаяся толстая глинистая корка при бурении с применением этого ингибированного раствора является причиной осаждения алюмокалиевых квасцов, что приводит к возможным осложнениям, связанным с эрозией и обвалами стенок скважины;

- в процессе бурения начальные ингибирующие свойства раствора ухудшаются, что трудно контролировать в сочетании с изменениями других параметров;

- медленная скорость разложения токсичных соединений шестивалентного хрома в составе реагента $FeCl_3$ оказывает вредное влияние на экологическую безопасность природной среды.

Ингибированный полимерный буровой раствор KCl – *glycol* является безглинистым, приготовляемым на основе полимерных реагентов с добавлением гелеобразующих веществ – полиалкиленгликолей.

Рецептура полимерного безглинистого бурового раствора KCl – *glycol* приведена в табл. 2.

Буровой раствор KCl – *glycol* включают в себя следующие ингибирующие реагенты:

- polyalkylene glycol (*PAG*) – полиалкилен гликоль, обладающий помимо структурообразующего действия, способностью к образованию гелеобразных структур на поверхности глинистых частиц, что позволяет улучшить ингибирующее действие. Кроме того, в структуре водных растворов полимеров с добавлением *PAG* возникают молекулярно-мицеллярные переходы [7], способствующие получению выгодной реологической характеристики таких растворов. *PAG* обеспечивает контроль водоотдачи, повышает стойкость глинистой корки при динамическом воздействии бурильной колонны и потока бурового раствора, улучшает смазывающее его действие, снижающее трение бурового инструмента;

- KCl – хлористый калий является одним из лучших ингибиторов набухания глин, поскольку за счет выделения при диссоциации KCl в водных растворах катионов K^+ , обладающих высокой подвижностью и способностью

Таблица 2. Рецепт приготовления полимерного безглинистого раствора KCl – *glycol*.

Название химических реагентов и материалов	Назначение, действие	Расход в кг на 1 м ³ раствора	
		На морской воде	На технической пресной основе
<i>Xanvis, duovis</i>	Создание структуры раствора	5 – 7	4 – 6
Лимонная кислота	Улучшение растворимости биополимера	1 – 2	1 – 2
$Na_2CO_3, NaHCO_3$	Связывание катионов Ca^{2+}	0,5 – 0,7	0,1 – 0,2
<i>Pacseal LV</i>	Снижение водоотдачи	10 – 15	10 – 12
<i>PHPA</i> (Полиакриламид)	Ингибирование глины	2,5 – 3	2,5
<i>Polyalkylene glycol</i>	Ингибирование глины	30 – 40	30 – 40
<i>Oxoscav</i>	Антиоксидант	1,5 – 2	1,5 – 2
Биоцид	Борьба с вредными организмами	1 – 1,5	1 – 1,5
KCl	Ингибирование глины, увеличение плотности	70 – 120	70 – 120
Смазочное вещество	Смазывающее действие	5 – 10	5 – 10

проникать в межпакетные промежутки кристаллической решетки глин. Такие катионы способны адсорбироваться в лунках тетраэдрических слоев глинистых минералов, что придает жесткость кристаллической решетке и затрудняет проникновение молекул воды и гидратацию глинистых частиц;

- *partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA)* – частично гидролизованный полиакриламид, имеющий среднюю молекулярную массу. Активно взаимодействует с молекулами воды, обеспечивая их связывание и уменьшение поступления их количества в глинистые породы, слагающие стенки скважины. Это действие *PHPA* способствует образованию полупроницаемой мембраны на поверхности глинодержащих горных пород в стенках скважины за счет флокулирующего действия *PHPA*, что усиливает ингибирующее действие бурового раствора за счет присутствия двух первых реагентов *PAG* и *KCL*. Также этот реагент способствует контролированию вязкости бурового раствора при бурении с высокой механической скоростью и при поступлении в состав него большего количества катионов Ca^{+2} и Mg^{+2} ;

- *xanvis* – поставляется в жидком виде и содержит до 43% по массе ксантановый биополимер эфира дипропиленгликоля. Основная функция *xanvis* – это улучшение выносящей способности бурового раствора, его способности к очистке от выбуренного шлама и повышение смазочной способности бурового инструмента. Выполнение этих функций обеспечивается повышением вязкости бурового раствора при добавлении этого реагента, а также флокулирующим его действием по отношению к выбуриваемым частицам шлама и адсорбирующим действием макромолекул полимера в глинистой корке на стенках скважины;

- *douvis* – высокоочищенный разветвленный биополимер на основе ксантановой смолы с высокой молекулярной массой, обеспечивает высокие реологические свойства бурового раствора, удерживающую и выносящую его способность. Также эффективно применяется в составах буровых растворов на водной основе, включая утяжеленные, соленые и соленасыщенные. Реагент обеспечивает уникальный псевдопластичный реологический профиль буровых растворов и плоскую хрупкую структуру статического напряжения сдвига. Обработанные буровые растворы реагентом *douvis* обладают свойствами растворов с «обратной вязкостью». В пресных безглинистых растворах термостойкость достигает 120 °С, которая может быть повышена за счет растворения солей, введения антиоксиданта и специальных добавок;

- *pacsealLV* – полианионная целлюлоза низкой вязкости, является регулятором вязкости и понизителем водоотдачи всех видов буровых растворов на водной основе: пресных и приготовленных на морской воде, обладает ингибирующим действием по отношению к глинодержащим горным породам при бурении в том числе наклонно направленных и горизонтальных скважин. Обеспечивает устойчивость раствора при загрязнении его катионами Ca^{+2} , Mg^{+2} ;

- *oxosav* – является сульфитом натрия (Na_2CO_3), который способствует поглощению кислорода в буровом растворе, предотвращая термоокислительную деструкцию полимерных цепей реагентов и препятствуя коррозии бурового инструмента.

Достоинства безглинистого бурового раствора *KCL - glycol*:

- раствор имеет хорошую ингибирующую способность, что повышает устойчивость стенок скважин в глинодержащих породах;

- снижает число возможных осложнений и проблем при бурении в активных глинистых сланцах;

- сохраняет естественную проницаемость углеводородных коллекторов;

- обладает хорошей смазочной способностью, что уменьшает силы трения и крутящий момент;

- обладает хорошей реологической характеристикой, что способствует удалению шлама с забоя и выносу его по стволу скважины.

Буровой раствор *KCL - glycol* имеет следующие недостатки:

- по сравнению с ингибирующим буровым раствором $FeCl_3$ - *AKK* полимерный безглинистый буровой раствор *KCL - glycol* менее стабильный при бурении в высокотемпературных условиях (при температуре свыше 200 °С);

- раствор требует более строгого контроля его параметров и содержания компонентов, а также очистки от выбуриваемой породы в процессе бурения;

- раствор требует увеличения времени подготовки и обработки из-за одновременного использования большого количества реагентов, обеспечивающих стабильные его параметры;

- обладает более высокой стоимостью единицы объема;

- при бурении в песках с применением бурового раствора *KCL - glycol* затруднено образование корки из-за отсутствия глины – бентонита.

Буровой раствор *ultradrill* является высокоэффективной промывочной жидкостью на водной основе, выпускаемой американской компанией «*MI Drilling Fluids UK*». При бурении с использованием такого бурового раствора проявляется его ингибирующее действие по отношению к глинодержащим горным породам при достижении высоких значений механической скорости и выполнении экологических требований. Эти положительные качества бурового раствора *ultradrill* получены при использовании трех важных химических реагентов *ultrahib*, *ultracap* и *ultrafree* в составе рецептуры приготовления (табл. 3).

Сведения о химических реагентах ингибиторах глинодержащих горных пород приводятся ниже.

Ultrahid является реагентом полиамином, который обеспечивает ингибирование глинистых пород от набухания за счет уменьшения тенденции присоединения молекул воды к глинистым частицам. Его добавка в буровом растворе практически не влияет на вязкость и фильтрационные свойства.

Химический реагент *ultrahid* адсорбируется основными поверхностями кристаллических пластин, образуя химические связи, что способствует уменьшению расстояния между элементарными глинистыми частицами, из-за чего молекулы воды не могут проникать в межплоскостное пространство таких частиц. *ultrahid* поставляется в жидком виде, являясь основным ингибирующим химическим реагентом в составе бурового раствора *ultradrill*.

Химический реагент *ultrahid* представляет собой бесцветную прозрачную жидкость, плотностью $0,993 \div 1,023$, pH $9,0 \div 9,5$, температура горения > 93 °С. Рекомендуемая концентрация в растворе $2 \div 4\%$ от общего его объема и зависит от активности глинодержащих горных пород.

Таблица 3. Рецептuru приготовления жидкости *ultradriII*.

№	Название химических реагентов	Реализуемая функция в составе бурового раствора	Расход реагента в кг на 1 м ³ раствора
1	Карбонат натрия (<i>soda ash</i>)	Деионизирование Ca ²⁺	1
2	KCl	Ингибирование глины	100
3	<i>Ultrasid</i>	Ингибирование глины	30
4	<i>Ultrasap</i>	Ингибирование глины	10
5	<i>MI PAC UL</i>	Уменьшение показателя фильтрации	10
6	<i>Douvis</i>	Создание структуры	4,5
7	<i>Ultrafree</i>	Смазывающее действие	17
8	<i>Safe side</i>	Борьба с вредными организмами	0,75
9	CaCO ₃	Устранение прихвата	15
10	<i>Soltex</i>	Устойчивость стенок скважины	12
11	барит	Увеличение плотности	100

Ultrasap – является катионным полимерным реагентом, обеспечивающим создание полимерных пластиков в структуре глинистого раствора за счет дефлокулирующего действия относительно глинистых частиц. Такой реагент контролирует набухание глинистых частиц в составе глиносодержащих горных пород в стенках скважины, способствуя повышению их устойчивости. Химический реагент *ultrasap* является низкомолекулярным веществом, получаемым на основе сополимера акриламида, имеющего поликатионные свойства, и обеспечивает активное взаимодействие с частицами бентонита в составе глинистого раствора.

Наряду с ингибирующим действием *ultrasap* практически не влияет на вязкость бурового раствора при небольшом увеличении показателя фильтрации. Выпускается для обработки буровых растворов в виде геля или белого порошка.

Ultrafree – это смазочное вещество для исключения кратковременных прихватов долота, КНБК и обсадной колонны.

Химический реагент *ultrafree* обладает способностью адсорбироваться на поверхности глиносодержащих горных пород в стенках скважины и бурового инструмента, что способствует увеличению смазывающей способности бурового раствора. При использовании *ultrafree* в составе бурового раствора исключается зашламование забоя и налипание частиц выбуренной породы на долоте, что способствует увеличению механической скорости бурения при значительном снижении величины крутящего момента.

Реагент *ultrafree* поставляется в виде желтой или серой жидкости плотностью 0,78÷0,85 г/см³, растворяющейся в растворах на водной основе за счет ее эмульгирования.

Основные характерные особенности бурового раствора *ultradriII*:

- применяемые химические реагенты в составе бурового раствора обладают высокой стабильностью;
- безвреден для здоровья человека и окружающей среды;
- буровой раствор имеет характеристики, похожие на характеристики растворов на нефтяной и комбинированной основе;
- простота приготовления и хранения;
- буровой раствор способен эффективно исключать факторы, приводящие к затылкам и прихватам бурового инструмента;
- раствор хорошо ингибирует глиносодержащие горные породы;
- обладает стабильными свойствами в обычной загрязненной среде;
- раствор имеет высокую солестойкость (до 20% по NaCl);
- можно эффективно использовать для бурения на глубокозалегающие водоносные горизонты.

К недостаткам растворов *ultradriII* можно отнести:

- низкая термостойкость (до 110 °C);
- необходимость обработки бурового раствора лимонной кислотой при бурении в цементных мостах;
- достаточно высокая стоимость.

Экспериментальные исследования параметров буровых растворов FeCl₃ – АКК, KCl – *glycol* и *ultradriII* проводились в отделе буровых растворов предприятия «Вьетсовпетро» с использованием комплекта-лабораторного оборудования и приборов «*Dinamic Linear Swellmeter with Compactor*» компании *Offite*. Исследовались следующие параметры буровых растворов, приготовленных на водной основе: динамическое напряжение сдвига (*YP*), прочность геля через 10 минут, показатель фильтрации (*FL*) и степень набухания глины.

Методикой исследований предусматривались работы по определению влияния температуры нагрева до 120 °C буровых растворов на реологические и структурные их свойства, а также степень набухания глины в исследуемых растворах. Результаты этих исследований анализировались на основе построенных диаграмм, представленных на рисунках 1, 2, 3, 4 и 5.

Реологические свойства оценивались по изменению динамического напряжения сдвига (*YP*) после нагрева буровых растворов FeCl₃ – АКК, KCl – *glycol* и *ultradriII*, результаты этих исследований представлены на рис. 1.

Установлено, что буровой раствор FeCl₃ – АКК является термостойким, поскольку после его нагрева динамическое напряжение сдвига увеличивается на 28,5%, что обуславливается наличием в его составе термостойких реагентов FeCl₃ и АКК. Такой раствор имеет относительно низкие реологические свойства: *YP* = 3,12÷4,08 Па (1 lb/ft² ≈ 0,49 Па), что способствует созданию меньших перепадов давлений при циркуляции по стволу скважины.

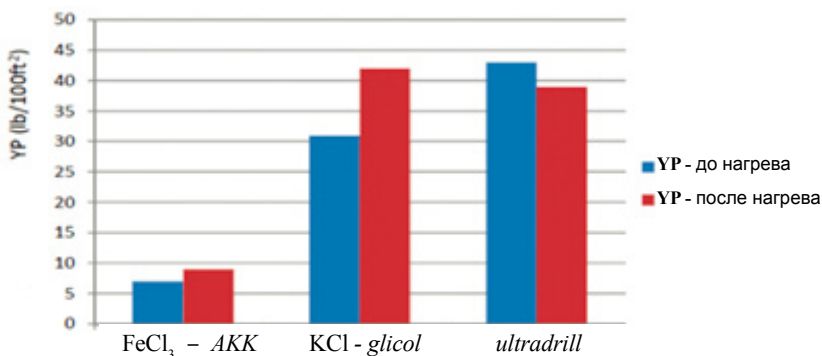


Рис. 1. Динамическое напряжение сдвига (YP) буровых растворов «FeCl₃ – АКК», «KCl – glycol» и «ultradrill» до и после нагрева.

Буровой раствор KCl – glycol изначально имеет более высокое значение динамического напряжения сдвига (15,2 Па) по сравнению с буровым раствором FeCl₃ – АКК. Однако, после нагревания этот параметр увеличивается на 35,5%, что обуславливается наличием в составе этого раствора биополимера *xanvis*, *PHPA* и полиалкиленгликоля, обеспечивающих загустевание его после термообработки.

Буровой раствор *ultradrill* имеет изначально наиболее высокое значение динамического напряжения сдвига $YP = 20,8$ Па, которое после нагрева снизилось 20%. Поэтому раствор *ultradrill* имеет более высокую термостойкость по сравнению с растворами FeCl₃ – АКК и KCl – glycol.

Следующая серия опытов была посвящена исследованием прочности геля исходных буровых растворов и их утяжеленных разновидностей до и после нагрева. Утяжеление растворов осуществлялось путем ввода в их состав барита, а прочность геля оценивалась по измеряемой величине статического напряжения сдвига после 10 минут нахождения раствора в состоянии покоя. Результаты этих исследований приведены на рис. 2.

Исследования показали, что раствор FeCl₃ – АКК имеет наименьшие значения прочности геля *Gel 10'* без утяжелителя и *Gel 10''* с утяжелителем, а раствор *ultradrill*

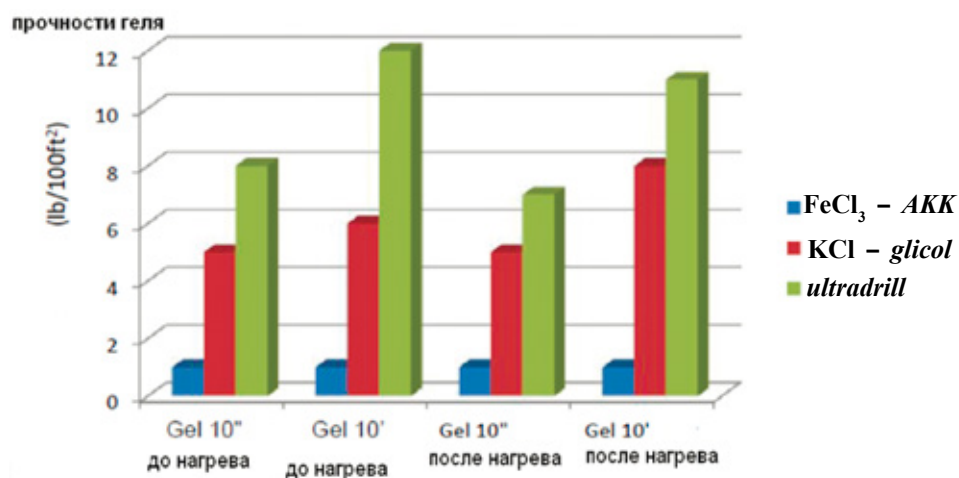


Рис. 2. Прочности геля буровых растворов «FeCl₃ – АКК», «KCl – glycol» и «ultradrill» до и после нагрева.

обладает наибольшей прочностью геля для двух тех же разновидностей этого раствора. Кроме того установлено, что введение утяжелителя в состав всех видов буровых растворов приводит к увеличению прочности геля и особенно для раствора *ultradrill* – до 53,3%. Это обуславливается увеличением статических сил сцепления структуры гелей, исследуемых полимерных растворов, с частицами барита. После нагрева исследуемых растворов наибольшее снижение прочности геля до 20% наблюдается у системы *ultradrill*. Наименьшее влияние нагрева оказывает на снижение прочности геля в буровых растворах FeCl₃ – АКК по причине высокой термостойкости

реагентов FeCl₃ и АКК.

Результаты исследований влияния нагрева на изменение показателя фильтрации (*FL*) приведены на рис. 3.

Эти исследования позволили установить, что наилучший показатель фильтрации имеет раствор *ultradrill* – 4 см³ за 30 мин. При нагреве эта величина практически не меняется, что обеспечивается эффективным совместным действием полимерных реагентов *ultrahid*, *ultracap*, *MI PAC UL* и *duovis* по уменьшению фильтрации водной фазы бурового раствора через глинистую корку. В этом случае проявляется мембрано-образующее действие макромолекул этих полимерных реагентов при их взаимодействии с глинистым минералами в корочке [5].

Раствор KCl – glycol имеет высокую термостойкость, поскольку нагрев приводит к незначительному увеличению показателя фильтрации.

Наибольшее увеличение показателя фильтрации наблюдалось при исследовании растворов FeCl₃ – АКК до 87,5%, что обуславливается термической неустойчивостью модификаций карбоксиметилцеллюлозы *CMC – HV* и *CMC – LV*. Поэтому этот раствор необходимо рекомендовать для использования при бурении в низкотемпературных условиях.

Исследования набухающей способности глины проводились по методике, предусматривающей измерение увеличения высоты образцов глины во времени: через 1 час, 2 часа, 18 часов, 24 часа, 48 часов, 72 часа и 96 часов, находящихся в исследуемых растворах. Исследуемые образцы подвергались обжигу при температуре 120 °С. Результаты этих исследований приведены на диаграммах (рис. 4 и 5).

На рис. 4 представлены диаграммы изменения степени набухания глинистых образцов во времени до их обжига. Установлено, что буровой раствор *ultradrill* обладает максимальной ингибирующей способностью по отношению к глинистым образцам. Раствор FeCl₃ – АКК обладает наиболее низкой ингибирующей способностью, приводящей к тому, что через 72 часа контакта с буровым раствором степень

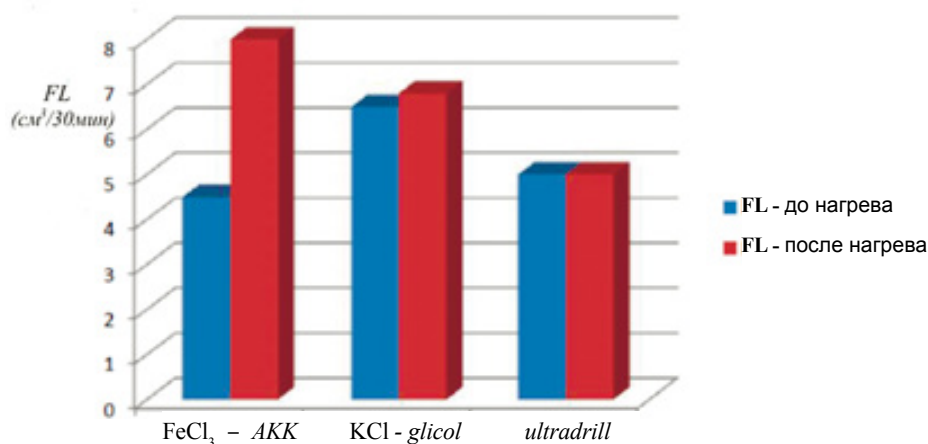


Рис. 3. Изменение величины показателя фильтрации (FL) буровых растворов «FeCl₃ - AKK», «KCl - glycol» и «ultradrill» при нагреве.

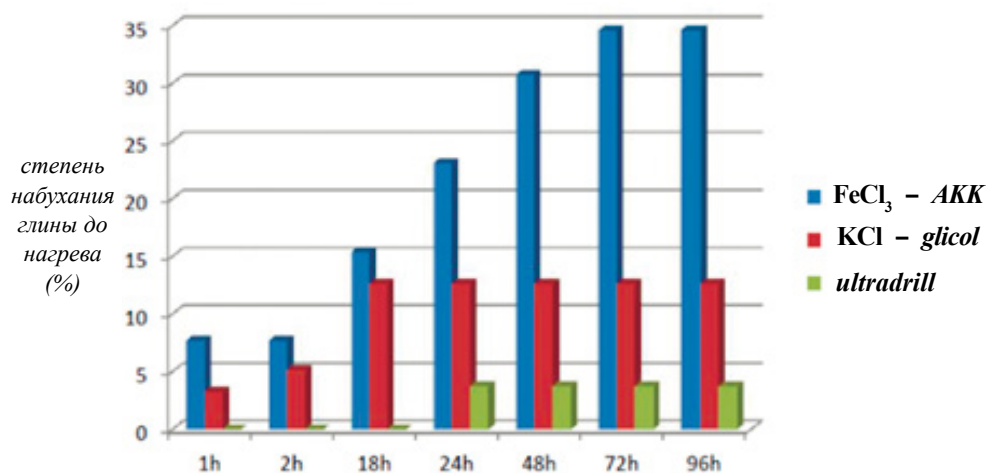


Рис. 4. Изменение степени набухания глины в исследуемых буровых растворах до нагрева.

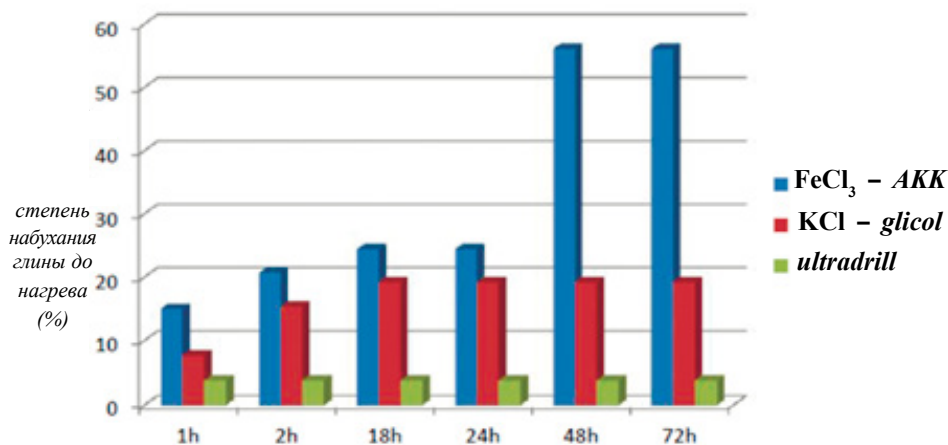


Рис. 5. Изменение степени набухания глины в исследуемых буровых растворах после нагрева.

набухания глины увеличивается на 350%. Поэтому этот раствор не может использоваться для проходки интервалов глинодержащих горных пород при длительном выполнении технологических процессов в скважинах (горизонтальное бурение, аварийные работы, цементирование обсадных колонн, и т.п.). Максимальное время нахождения в контакте с буровым раствором FeCl₃ - AKK не должно превышать 2-х часов.

Буровой раствор KCl - glycol позволяет стабилизировать значение набухающей способности на уровне 12-13% после 18 часов контакта его с глинодержащими горными породами.

Наибольшей ингибирующей способностью обладает раствор ultradrill, который в течение 18 часов сохраняет величину степени набухания на минимальном уровне до 1% с последующей ее стабилизацией на уровне 3%.

Обжиг образцов глины при температуре 120 °C позволяет резко увеличить степень набухания глины в растворе KCl - glycol до 185,7% в первые два часа, а в растворе FeCl₃ - AKK - до 216,6% при последующей стабилизации этого показателя (рис. 5). Дальнейшее увеличение степени набухания стабилизировалось на уровне 55-60%.

Наиболее термостойким является раствор ultradrill, позволяющий еще в первый час контакта с глинистым образцом стабилизировать величину степени набухания на уровне 3÷3,5%.

По результатам исследований были получены следующие выводы и рекомендации:

1. Буровой раствор ultradrill обладает наиболее высокими значениями динамического напряжения сдвига, прочности геля и показателя фильтрации в условиях высоких температур в сравнении с растворами FeCl₃ - AKK и KCl - glycol.

2. Введение утяжелителя (барита) в состав исследуемых буровых растворов приводит к увеличению прочности геля, что объясняется усилением статических сил сцепления полимерных реагентов с дополнительной полезной твердой фазой в виде утяжелителя, что необходимо

учитывать при разработке гидравлических программ промывки скважин.

3. Наиболее низкими значениями показателя фильтрации обладает раствор *ultradrill* (4 см³ за 30 мин.), который практически не изменяется при нагреве до 120 °С. Поэтому раствор такого состава можно рекомендовать для проходки в мощных отложениях глинодержащих горных пород.

4. Более высокие значения показателя фильтрации имеет раствор KCl – *glycol*, при небольшом их увеличении при нагреве до 120 °С, что позволяет также рекомендовать его для бурения в условиях высоких температур в скважине.

5. Наиболее высокая ингибирующая способность у раствора *ultradrill*, которая быстро стабилизируется на уровне 3%. Нагрев до 120 °С не приводит к существенному увеличению степени набухания до 4%.

6. Для бурения интервалов скважин в миоценовых и олигоценых отложениях рекомендуется использовать буровой раствор *ultradrill*, обладающий преимуществами по всем исследуемым параметрам по сравнению с буровыми растворами FeCl₃ – АКК и KCl – *glycol*.

7. Необходимо продолжить исследования по выбору состава и свойств бурового раствора для перебуривания продуктивной толщи, приуроченной к трещиноватым гранитам месторождения «Южный Дракон и Доймой».

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашкаров Н.Г., Верховская Н.М., Рябоконе А.А. и др. Совершенствование требований и методов контроля качества полисахаридов, глинопорошков и утяжелителей для строительства газовых скважин. Обзорная информация. Серия "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". - М.: ИРЦ Газпром, 2007. - 166 с.
2. Кошелев В.Н., Растегаев Б.А., Добросмыслов А.С. Использование комплексно ингибированных буровых растворов при проводке скважин. - Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2008. - №12. - с. 35-37.
3. Липкес М.И., Лернер Р.С., Дедусенко Г.Я., Пондоева Е.И. Высокомолекулярные сополимеры акрилового ряда в качестве реагентов для буровых растворов. - Нефтяное хозяйство. - М.: 1983. - №2. - с. 23-26.
4. Маслова О.А., Пальчикова Л.С., Мотосин Ю.А., Мойса Ю.Н. Сравнительные испытания органических ингибиторов глин. - Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2010. - №3. - с. 30-32.
5. Соловьев Н.В., Соловьев Е.Н., Бейкаль В.А. и др. Полимерные промывочные для бурения горизонтальных скважин. - Разведка и охрана недр. - М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, 2013. - №5. с. 47-53.
6. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Под общей редакцией д.т.н. проф. Овчинников В.Н. - Тюмень: ГНГУ, 2014. с. 147-165.
7. Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г. Буровые растворы для строительства скважин в глинистых горных породах. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - 191 с.

REFERENCES

1. Kashkarov N.G., Verhovskaja N.M., Rjabokon' A.A. et al. Improvement requirements and methods of quality control of polysaccharides, powders and weighting material for gas well construction. Overview. A series of "Development and exploitation of gas and gas condensate fields". - M.: IRC Gazprom, 2007. - 166 p.
2. Koshelev V.N., Rastegaev B.A., Dobrosmyslov A.S. The use of a complex of inhibited drilling fluids for well construction. - Burenie & nef't'. - M.: LLC "Burneft", 2008. - #12. - p. 35-37.
3. Lipkes M.I., Lerner R.S., Dedusenko G.Ja., Pondoeva E.I. High molecular weight copolymers of acrylic series as reagents for drilling fluids. - Neftjanoe hozjajstvo. - M.: 1983. - #2. - p. 23-26.
4. Maslova O.A., Pal'chikova L.S., Motoshin Ju.A., Mojsa Ju.N. Comparative testing organic inhibitors of clays. - Burenie & nef't'. - M.: LLC "Burneft", 2010. - #3. - p. 30-32.
5. Solov'ev N.V., Solov'ev E.N., Bejkal' V.A. Polymer flushing fluids for drilling of horizontal wells. - Razvedka i ohrana nedr. - M.: VIMS, 2013. - #5. p. 47-53.
6. Technology of drilling oil and gas wells. Under the general editorship of Ovchinnikov V.N doctor of science, professor. - Tjumen': GNGU, 2014. - p. 147-165
7. Sharafutdinova R.Z., Ishbaev G.G. - Drilling fluid for drilling in argillaceous rocks. - M.: JSC "VNIIOJeNG", 2012. - 191 p.