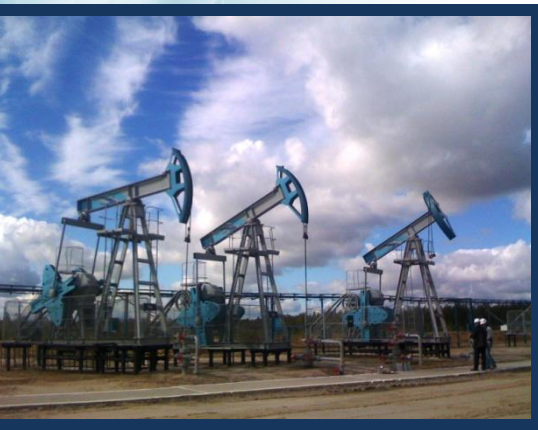
ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ БУРОВЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ – ОСНОВА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ТЭК

Международная научно-практическая конференция

12 декабря 2019

Тезисы докладов



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ БУРОВЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ – ОСНОВА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ТЭК

Международная научно-практическая конференция

12 декабря 2019

Тезисы докладов

Санкт-Петербург
2019

УДК 622.241+622.143
ББК 33.131
Э 40

Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК: Международная научно-практическая конференция. 12 декабря 2019 г.: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2019. 84 с.

Environmental Friendly Drilling and Technological Fluids - the Basis of Sustainable Development of Fuel & Energy Complex: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference December 12 2019 / Saint-Petersburg Mining University. Saint-Petersburg, 2019. 84 p.

В сборнике представлены тезисы докладов участников Международной научно-практической конференции «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК». Материалы сборника представляют интерес для руководителей, инженерно-технических специалистов, научно-педагогических работников, а также аспирантов, магистрантов и студентов технических специальностей в области бурения скважин.

The Volume contains proceedings of participants of the International Scientific and Practical Conference « Environmental Friendly Drilling and Technological Fluids - the Basis of Sustainable Development of Fuel & Energy Complex». The Volume can be interesting for managers, engineers, technical specialists, scientists, university lecturers, students and post-graduate students of technical specialties in the field of drilling wells.

Редакционная коллегия:

профессор М.В. Двойников, доцент Е.Л. Леушева, доцент М.В. Нуцкова, ассистент И.В. Чудинова.

Рецензенты:

профессор М.В. Двойников, профессор Н.И. Васильев, профессор Н.И. Николаев, доцент П.А. Блинов, доцент Г.В. Буслаев, доцент А.Н. Дмитриев, доцент Е.Л. Леушева, доцент М.В. Нуцкова, доцент И.А. Страупник, доцент Е.Ю. Цыгельнюк.

Организационный комитет выражает благодарность ученым, преподавателям, специалистам и руководителям предприятий и организаций, приславшим свои доклады и принявшим личное участие в работе конференции.

The Organizing Committee would like to thank the scientists, educators, professionals and directors of companies and organizations who have sent their reports and take a personal part in the Conference.

ISBN 978-5-94211-896-9 ©Санкт-Петербургский горный университет, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Абдуладим В.А., Нуцкова М.В. Буровые технологические жидкости для повышения качества заканчивания горизонтальных скважин …….. 9

Алиев Р.М., Бадавов Г. Б., Давудов И.А. Седиментационно-устойчивые цементные смеси для заканчивания наклонно-направленных скважин …….. 10

Андросов В.Ю., Давыдова О.А. KCl-полимерный буровой раствор при поисково-оценочном и разведочном бурении на Арктическом шельфе Российской Федерации ….. 12

Блинов П.А., Цыгельнюк Е.Ю., Садыков М.И., Досенко М.А. Применение водонабухающих полимеров для закрепления ствола скважины при проходке интервалов сильнотрещиноватых пород ……. 14

Будовская М.Е., Двойников М.В. Анализ реологии растворов на углеводородной основе для бурения в условиях низких забойных температур ……. 16

Бутакова Л.А., Буглов Н.А, Бочарников М.В. Отходы кремниевого производства, как добавки повышающие эффективность крепления скважин …….. 18

Васильев Н.И., Большунов А.В., Дмитриев А.Н., Туркеев А.В., Игнатьев С.А., Васильев Д.А., Цыгельнюк Е.Ю. Анализ осложнений, возникавших при бурении глубоких скважин во льду …… 19

Васильев Н.И., Большунов А.В., Дмитриев А.Н., Туркеев А.В., Игнатьев С.А., Васильев Д.А. Стендовые исследования процесса бурения льда механическим способом 20

Вороник А.М., Уляшева Н.М. Повышение качества крепления скважин в глинистых породах за счет обработки тампонажного раствора ……. 22

Глазьев М.В., Куншин А.А., Двойников М.В. Применение кремнегеля в тампонажном материале как одно из ведущих технологических направлений использования отходов производства фтористого алюминия …… 23

Дмитриев А.Н., Васильев Н.И., Большунов А.В., Туркеев А.В., Игнатьев С.А., Васильев Д.А., Сербин Д.В. Технология вскрытия подледникового озера Восток с целью его исследования …… 25

Дмитриев А.Н., Цыгельнюк Е.Ю., Сербин Д.В. Особые требования к очистному агенту при бурении глубоких скважин в приполярных областях Земли …… 26

Егорова Е.В., Минченко Ю.С. Полимерглинистая промывочная жидкость для бурения скважин в многолетнемерзлых породах …….. 28

Живаева В.В., Нечаева О.А., Камаева Е.А. Выбор системы бурового раствора для сохранения устойчивости глинистых отложений …….. 30

Зимина Д.А, Двойников М.В. Разработка цементного раствора на основе микросилики .. 32

Каменских С.В., Уляшева Н.М. Разработка и исследование высокощелочного бурового раствора для безаварийного вскрытия высокопроницаемых горных пород, вмещающих сероводород …… 33

Ковалева К.О., Нечаева О.А. Проблемы бурения скважин в неустойчивых интервалах .. 35

Ковальчук В.С., Николаев Н.И. Перспективы применения углеродных материалов в качестве добавки в тампонажный раствор для цементирования скважин ……. 37

Кучин В.Н., Двойников М.В., Нуцкова М.В. Современный подход к изоляции пластов с аномальными давлениями при бурении нефтегазовых скважин …….. 39

Леушева Е.Л., Моренов В.А. Влияние фракционного состава твердой фазы раствора на фильтрационные характеристики бурового раствора …….. 42

Мазыкин С.В., Ноздря В.И., Беленко Е.В., Полищученко В.П. Экологически релевантные солестойкие эмульсии типа «масло в воде» для строительства нефтяных и газовых скважин ……..……... 43

Мазыкин С.В., Ноздря В.И., Бызов А.Ю. Технологии обращения с отходами бурения … 45

Мерзляков М.Ю., Страупник И.А., Никитина А.А. Разработка полимерцементных газожидкостных тампонажных смесей …….. 47

Мойса Ю.Н. Экологически безопасные химреагенты и буровые растворы …… 49

Моренов В.А., Алиханов Н.Т. Исследование влияния фракционного состава карбонатных утяжелителей на реологию безглинистых буровых жидкостей ……. 51

Николаев Н.И., Жапхандаев Ч.А. Влияние удельной поверхности тампонажных цементов на их коррозионностойкость и прочностные и характеристики ……. 52

Ноздря В.И., Мазыкин С.В., Полищученко В.П., Беленко Е.В. Экологически безопасные буровые растворы на неводной основе ……. 54

Ноздря В.И., Мартынов Б.А., Степанович А.П., Бутко И.А. Экологически безопасные технологические составы для строительства и ремонта скважин в осложненных условиях 56

Нуцкова М.В., Лазарев Е.А. Снижение энергоемкости процесса строительства скважин путем применения растворов с улучшенными триботехническими характеристиками …… 58

Петров А.А., Николаев Н.И. Разработка состава-разрушителя фильтрационной корки … 60

Раупов И.Р., Милич Й. Методика реологических исследований полимерных составов … 62

Рогачев М.К. Разработка химических реагентов и составов технологических жидкостей для процессов добычи нефти ……. 64

Сидоров Д.А., Нуцкова М.В., Тсикплону Д.Э. Буровые растворы на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов ……. 65

Соболев А.Н., Нуцкова М.В. Анализ причин нестабильности трещиноватых аргиллитов . 67

Тсикплону Д.Е., Двойников М.В. Анализ отказа цементной оболочки при разбуривании цементного стакана …… 68

Усманов Р.А., Михель А.А. Ингибированный буровой раствор Альтаир на основе поликатионного крахмала ……. 70

Цуканова А.Н., Уляшева Н.М. Стабилизация буровых растворов, содержащих полимерные реагенты различной природы ……. 72

Четвертнева И.А., Ноздря В.И., Мазыкин С.В., Беленко Е.В., Полищученко В.П. Буровой раствор на основе природного отечественного сырья …….. 74

Четвертнева И.А., Тептерева Г.А., Конесев В.Г., Мовсум-заде Э.М. Композиционные ингибирующие добавки на основе солей кремния и лигносульфонатов …….. 76

Чудинова И.В., Буклаков Е.А., Родионов Р.П. Влияние смазочных добавок на параметры буровых растворов ……. 78

Чудинова И.В., Николаев Н.И., Прозоров М.С. Исследование свойств бурового раствора для бурения скважин в глинистых породах …… 80

Щербакова К., Соловьев Н.В. Разработка супра-молекулярных систем технологических жидкостей для регулируемого управления их свойствами с целью предупреждения осложнений в процессе бурения скважин …….. 82

CONTENTS

Abduladim V.A., Nutskova M.V. Drilling Fluids to Improve the Quality of Completion of Horizontal Wells …….. 9

Aliyev R.M., Badavov H.B., Davudov I.A. Sedimentation-Resistant Cement Mixtures for Completion of Directional Wells …… 10

Androsov V.Y., Davydova O.A. KCl-Polymer Drilling Mud During Prospecting and Appraisal Drilling and Exploration Drilling on the Arctic Shelf of the Russian Federation ……... 12

Blinov P.A., Tsygelnyuk E.Yu. Sadykov M.I., Dosenko M.A. Use of the Water-Swellable Polymers to Stabilize a Well Bore when Passing Intervals of Intensely Fractured Rocks ….. 14

Budovskaya M.E., Dvoynikov M.V. Analysis of the Rheology of the Hydrocarbon Muds for Drilling in the Conditions of Low Bottomhole Temperatures …… 16

Butakova L.A., Buglov N.A., Bocharnikov M.V. Waste of Silicon Production as Additives Increasing Efficiency of Well Fitting …….. 18

Vasilev N.I., Bolshunov A.V., Dmitriev A.N., Turkeev A.V., Ignatiev S.A., Vasilev D.A., Tsygelnyuk E.Yu. Analysis of Challenges Encountered in Deep-Hole Ice Drilling ……. 19

Vasilev N.I., Bolshunov A.V., Dmitriev A.N., Turkeev A.V., Ignatiev S.A., Vasilev D.A. Bench Tests of Mechanical Ice Core Drilling ……. 20

Voronik A.M., Ulyasheva N.M. Improving the Quality of Well Fixing in Clay Rocks due to Treatment of Grouting Solution ……. 22

Glazev M.V., Kunshin A.A., Dvoynikov M.V. The Use of Silica Gel in the Grouting Material as One of the Leading Technological Directions of the Utilization of Waste Production of Aluminum Fluoride ……. 23

Dmitriev A.N., Vasilev N.I., Bolshunov A.V., Turkeev A.V., Ignatiev S.A., Vasilev D.A., Serbin D.V. Penetration Technology for Investigation of Subglacial Lake Vostok …… 25

Dmitriev A.N., Tsygelnyuk E.Y., Serbin D.V. Special Requirements to Mud During the Drilling of Deep Wells in the Polar Regions of the Earth ……... 26

Egorova E.V., Minchenko Yu.S. Polymerglinic Flushing Fluid for Drilling Wells in Multi-Frozen Rocks ……... 28

Zhivaeva V.V., Nechaeva O.A, Kamaeva E.A. Choice of drilling mud system to preserve the stability of clay deposits …….. 30

Zimina D.A., Dvoinikov M.V. Development of Cement Slurry Based on Microsilica …… 32

Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Development and Investigation of High-Alkali Drilling Mud for Accident-Free Opening of Highly Permeable Rocks Containing Hydrogen Sulfide …… 33

Kovaleva K.O., Nechaeva O.A. Problems of Drilling Wells in Unstable Intervals …….. 35

Kovalchuk V.S., Nikolaev N.I. Prospects of Carbon Materials Use as an Additive to Plugging Slurry for Well Cementing …….. 37

Kuchin V.N., Dvoynikov M.V., Nutskova M.V. Modern Approach to Isolation of Reservoirs With Abnormal Pressures During Drilling of Oil and Gas Wells ……... 39

Leusheva E.L., Morenov V.A. Effect of the Solid Phase's Fractional Composition on the Filtration Characteristics of the Drilling Mud ……. 42

Mazykin S.V., Nozdrya V.I., Belenko E.V., Polyschuchenko V.P. Environmentally Relevant Oil-In-Water Salt-Resistant Emulsions for Oil and Gas Well Construction …….. 43

Mazykin S.V., Nozdrya, V. I., Byzov A.Y. Drilling Waste Management Technologies ……. 45

Merzlyakov M.Y., Straupnik I.A., Nikitina A.A. The Development of Polymercement Gas-Liquid Cement Mixtures ……. 47

Moisa Yu.N. Environmentally Friendly Chemicals and Drilling Fluids …… 49

Morenov V.A., Alihanov N.T. Investigation of the Fractional Composition Influence of the Carbonate Weighting Agents on the Rheology of the Clayless Drilling Fluids ……. 51

Nikolaev N.I., Zhapkhandaev Ch.A. Influence of Specific Surface of Grouting Cements on Their Corrosion Resistance and Strength and Characteristics …… 52

Nozdria V. I., Mazykin S. V., Polishychenko V. P., Belenko E. V. Environmentally Safe Drilling Fluids on a Non-Aqueous Basis …… 54

Nozdrya V.I., Martynov B.A., Stepanovich A.P., Butko I.A. Environmentally Safe Technological Compositions for Well Construction and Workover Operations in Complicated Conditions ……... 56

Nutskova M.V., Lazarev E.A. Reducing the Energy Capacity of the Well Construction Process by Applying Solutions with Improved Tribotechnical Characteristics ……... 58

Petrov A.A., Nikolaev N.I. Developing the Composition of a Filter Cake Breaker ……. 60

Raupov I.R., Milich J. Method of Polymeric Compositions Rheological Studies …… 62

Rogachev M.K. Development of Chemical Reagents and Compositions of Process Liquids for Oil Production Processes …….. 64

Sidorov D.A., Nutskova M.V., Tsikplornu D.E. Oil Based Muds to Primary Opening of Productive Formations …… 65

Sobolev A.N., Nutskova M.V. Analysis of the Causes of Instability of Fractured Mudstones …. 67

Tsikplornu D.E., Dvoynikov M.V. Analizing Cement Sheath Fatigue Failure While Drilling out the Shoe Track ……. 68

Usmanov R.A., Mikhel A.A. Polycationic Starch Inhibited Altair Mud ……... 70

Tsukanova A.N., Ulyasheva N.M. Stabilization of Drilling Fluids Containing Polymer Reagents of Different Nature …….. 72

Chetvertneva I.A., Nozdria V.I., Mazykin S.V., Belenko E.V., Polishychenko V.P. Drilling Mud Based on Natural Domestic Raw Materials …….. 74

Chetvertneva I.A., Teptereva G.A., Konesev V.G., Movsum-zadeh E.M. Composite Inhibitory Additives Based on Silicon Salts and Lignosulfonates ……. 76

Chudinova I.V., Buklakov E.A., Rodionov R.P. Effect of Lubricating Additives on Parameters of Drilling Fluids …….. 78

Chudinova I.V., Nikolaev N.I., Prozorov M.S. Research of Drilling Fluid Properties for Drilling Wells in Shales …….. 80

Sherbakova K., Solovev N.V. Development of Supra-Molecular Systems of Process Fluids for Adjustable Control Their Properties to Prevent Complications During Drilling …… 82

БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
DRILLING FLUIDS TO IMPROVE THE QUALITY OF COMPLETION OF HORIZONTAL WELLS

Абдуладим В.А., Нуцкова М.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Abduladim V.A., Nutskova M.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: буровой раствор, горизонтальные скважины, заканчивание, продуктивный пласт.

Важнейшим требованием к буровому раствору, применяемому при бурении скважин с горизонтальным окончанием, является максимальное сохранение проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП). Загрязнение ее происходит за счет проникновения в нее фильтрата и твердой фазы бурового раствора. Для снижения кольматации ПЗП твердой фазой бурового раствора используются карбонатные дисперсные утяжеляющие и коркообразующие добавки. Особую важность при бурении скважин с горизонтальным окончанием приобретают ингибирующие свойства буровых растворов по отношению к породам, слагающим стенки скважины, и буровому шламу. Следует отметить три основных момента, требующих при бурении скважин с горизонтальным окончанием уделить особое внимание ингибирующим свойствам бурового раствора: обеспечение устойчивости ствола скважины при бурении в интервалах пород, склонных к гидратации; предотвращение снижения проницаемости ПЗП за счет набухания глинистых частиц в продуктивном пласте; предотвращение диспергирования и гидратации бурового шлама, так как отдельные частицы бурового шлама выносятся при промывке горизонтального ствола лучше, чем вязкая гидратированная масса шлама. Наилучшей ингибирующей способностью обладают буровые растворы на углеводородной основе.

***

Key words: drilling fluid, horizontal wells, completion, reservoir.

The most important requirement for the drilling fluid used when drilling wells with horizontal completion is the maximum preservation of the permeability of the bottom-hole zone of the reservoir. Its pollution occurs due to the penetration of the filtrate and the solid phase of the drilling fluid into it. To reduce the mudding of the bottom-hole zone by the solid phase of the drilling mud, carbonate dispersed weighting and crust-forming additives are used. Of particular importance when drilling wells with horizontal endings are the inhibitory properties of drilling fluids with respect to the rocks that make up the walls of the well and drill cuttings. It should be noted three main points that require when drilling wells with horizontal endings to pay special attention to the inhibitory properties of the drilling fluid: ensuring the stability of the wellbore during drilling in rock intervals prone to hydration; prevention of a decrease in the permeability of bottom-hole zone due to the swelling of clay particles in the reservoir; prevention of dispersion and hydration of drill cuttings, as individual

particles of drill cuttings are carried out when flushing the horizontal well better than a viscous hydrated mass of cuttings. Hydrocarbon-based drilling fluids have the best inhibitory ability.

СЕДИМЕНТАЦИОННО-УСТОЙЧИВЫЕ ЦЕМЕНТНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
SEDIMENTATION-RESISTANT CEMENT MIXTURES FOR COMPLETION OF DIRECTIONAL WELLS

Алиев Р.М.[1], Бадавов Г. Б.[2], Давудов И.А.[1]
[1]Дагестанский государственный технический университет, Махачкала
[2]Институт проблем геотермии Дагестанского НЦ РАН, Махачкала
Aliyev R.M.[1], Badavov H.B.[2], Davudov I.A.[1]
[1]Dagestan state technical University, Makhachkala
[2]Institute of Geothermy Problems of Dagestan NC RAS, Makhachkala

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, поровое давление, седиментационная устойчивость, суффозионное каналообразование, герметичность заколонного пространства скважины, солевые стабилизаторы.

Большой рост чиста наклонно направленных и горизонтальных скважин ввиду и большой продуктивности по сравнению с относительно вертикальными, вызвал необходимость усиления внимания к вопросу, связанному с герметичностью заколонного пространства скважин. Очень часто негерметичность связана с седиментационной неустойчивостью цементных растворов.

По нашим исследованиям более эффективным способом повышения седиментационной устойчивости и коэффициента тампонирующей способности является образование в воде затворения кольматанта при реакции растворимых солей.

Будут приведены данные по величине седиментационного отстоя и коэффициенту тампонирующей способности для составов на основе тампонажного цемента ПЦТ-1-50 с добавками хлористого железа (FeCl3) и медного купороса (CuSO4).

При растворении данных солей в воде, затворении тампонажпого материала образуются молекулярные растворы, вязкость и плотность которых несколько выше вязкости и плотности воды, что существенно снижает фильтрационные характеристики тампонажных суспензий, затворенных в этих растворах. В ходе реакции этих солей с гидроксидом кальция образуются устойчивые суспензоиды – гетерогенные высокодисперсные системы, свойства которых определяются сильно развитой поверхностью.

Комбинируя различные водорастворимые соли поливалентных металлов с солями одновалентных металлов в соответствии с применяемым тампонажным материалом и условиями цементирования, получаем необходимые свойства стабилизи-рующих тампонажных растворов, повышенную седиментационную и суффозиониую устойчивость; повышенное статическое и динамическое напряжение сдвига; замедление загустевания и схватывания; необходимую плотность и скорость

затвердевания; повышенную коррозионную устойчивость цементного камня. Свойства тампонажных растворов определяются при этом следующими факторами: дисперсность гидроксида поливалентного металла; растворимость гидроксида; степень амфотерности гидроксида; морфология микрокристалла гидроксида; солевой состав среды; вид аниона гидроксида; вид и химический характер продуктов реакции гидроксида с пластовыми жидкостями и газами. Солевые стабилизаторы можно применять с тампонажными цементами на портландцементной, шлаковой и известковой основе. Приведенные экспериментальные данные показывают достаточно высокую седиментационную устойчивость тампонажных суспензий, приготовленных не только из обычных и специальных тампонажных цементов, но облегченных, утяжеленных и цементов нормальной плотности, а также шлакопесчаных цементов без отрицательного влияния на фазовый состав и микроструктуру стандартного твердения.

***

Key words: directional borehole, sedimentation stability, pore pressure, suffusion channeling, tightness of borehole space, salt stabilizers.

The large increase in the volume of directional and horizontal wells due to the high productivity compared to the relatively vertical, caused the need for increased attention to the issue related to the tightness of the well annular. Very often, leakage is associated with the sedimentation instability of cement slurry.

According to our research, a more effective way to increase the sedimentation stability and the coefficient of plugging ability (the value reflecting the ability of cement hardening cement slurry resist suffusion destruction) is the formation of colmatant in water during the reaction of soluble salts.

The data on the sedimentation sediment value and the coefficient of tampon capacity for compositions based on portland cement -1-50 with additives of iron chloride (FeCl3) and copper sulfate (CuSO4) will be presented.

When dissolving these salts in water, the closure of the plugging material, molecular solutions are formed, the viscosity and density of which are slightly higher than the viscosity and density of water, which significantly reduces the filtration characteristics of the plugging suspensions closed in these solutions. During the reaction of these salts with calcium hydroxide, stable suspensions are formed – heterogeneous highly dispersed systems whose properties are determined by a highly developed surface.

Combining various water-soluble salts of polyvalent metals with salts of monovalent metals in accordance with the applied grouting material and cementing conditions, we obtain the necessary properties of stabilizing grouting solutions, increased sedimentation and suffusion resistance; increased static and dynamic shear stress; slowing down thickening and setting; the necessary density and speed of solidification; increased corrosion resistance of cement stone.

Properties of cement slurries are determined by the following factors: the dispersion of the hydroxide polyvalent metal; solubility of the hydroxide; the degree of being appeared hydroxide; the morphology of the microcrystalline hydroxide; salt composition of the medium; the type of anion of the hydroxide; form a chemical and technological nature of the products of the reaction of hydroxide with formation liquids, and gases.

Salt stabilizers can be applied with a grouting cement for Portland cement, slag and lime-based products. These experimental data show a sufficiently high sedimentation stability of grouting suspensions prepared not only from conventional and special grouting cements, but also lightweight, weighted and cements of normal density, as well as slag-sanded cements without a negative impact on the phase composition and microstructure of standard hardening.

KCl-ПОЛИМЕРНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ПРИ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОМ И РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

KCL-POLYMER DRILLING MUD DURING PROSPECTING AND APPRAISAL DRILLING AND EXPLORATION DRILLING ON THE ARCTIC SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION

Андросов В.Ю., Давыдова О.А.
ООО «Арктический Научный Центр», Москва
Androsov V.Y., Davydova O.A.
Arctic Research Center LLC, Moscow

Ключевые слова: буровой раствор, Арктика, континентальный шельф, KCl-полимерный, РУО.

В рамках геологоразведочного бурения на континентальном шельфе, в том числе на лицензионных участках, расположенных в акватории Арктических морей Российской Федерации, актуальным вопросом является применение наиболее экологически безопасных буровых растворов при строительстве поисково-оценочных и разведочных скважин.

Основной задачей при установке требований к буровому раствору является обеспечение безаварийного бурения скважин благодаря применению системы, наиболее соответствующей геологическим условиям проводки скважины, а также с учётом накопленной информации по осложнениям.

В рамках настоящей работы проведен обзор применения буровых растворов на углеводородной основе (РУО) [1] и KCl-полимерного раствора [2] по результатам оценки воздействия на окружающую среду при строительстве поисково-оценочных и разведочных скважин в Карском море в период 2013 -2019 гг.

Приведены характеристики, преимущества и ограничения (недостатки) каждого типа раствора, описание трудностей, возникающих при использовании РУО в акватории Арктических морей, в том числе возможные экологические риски.

Оба типа рассмотренных буровых растворов применимы для вскрытия продуктивных интервалов. Однако при углубленном анализе приведенных типов буровых растворов, как с экологической, экономической, так и технологической точки зрения наиболее приемлемым при поисково-оценочном и разведочном бурении на арктическом шельфе является KCl-полимерный буровой раствор.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проектная документация «Групповой проект на строительство поисково-оценочных скважин на Университетской структуре в пределах лицензионного участка «Восточно-Приновоземельский-1» Карского моря», ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект», М., 2013.

2. Проектная документация «Групповой проект на строительство поисково-оценочных скважин на структуре Викуловская на лицензионном участке «Восточно-Приновоземельский-1» в акватории Карского моря», ООО «Арктический Научный Центр», М., 2019.

***

Key words: drilling mud, Arctic regions, continental shelf, KCl-polymer, OBM.

As part of exploratory drilling on the continental shelf, including license areas located in the Arctic seas of the Russian Federation, a challenging issue is the application of the most environmentally safe drilling muds in the construction of appraisal and exploration wells.

The main task in setting of drilling mud requirements is to ensure accident-free well drilling due to the application of the system, which most fully conforms with geological well drilling conditions, as well as taking into account the accumulated information on troubles.

In the scope of this paper, we reviewed the use of oil-base muds (OBM) [1] and KCl-polymer mud [2] based on the results of Environmental Impact Assessment in the construction of prospecting, appraisal and exploration wells in the Kara Sea through 2013 to 2019.

The paper includes characteristics, advantages and constraints (disadvantages) for each mud type, description of difficulties arising when using OBM in the Arctic seas, including possible environmental risks.

Both types of analyzed drilling muds are applicable for penetration of production formation. However, with in-depth analysis of the above drilling mud types, both from an environmental, economic, and technological point of view, KCl-polymer drilling mud is the most favorable for appraisal and exploration drilling on the Arctic shelf.

REFERENCES

1. Design documentation “Group Project for the Construction of Prospecting and Appraisal Wells at the Universitetskaya Structure in the License Area of East-Prinovozemelsky-1 of the Kara Sea”, Krasnoyarskgazprom Neftegazproekt LLC, M., 2013.

2. Design documentation “Group Project for the Construction of Prospecting and Appraisal Wells at the Vikulovskaya Structure in the License Area of East-Prinovozemelsky-1 of the Kara Sea”, Arctic Scientific Center LLC, M., 2019.

ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ЗАКРЕПЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ПРОХОДКЕ ИНТЕРВАЛОВ СИЛЬНОТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

USE OF THE WATER-SWELLABLE POLYMERS TO STABILIZE A WELL BORE WHEN PASSING INTERVALS OF INTENSELY FRACTURED ROCKS

Блинов П.А., Цыгельнюк Е.Ю., Садыков М.И., Досенко М.А.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Blinov P.A., Tsygelnyuk E.Yu. Sadykov M.I., Dosenko M.A.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: устойчивость стенок скважины, трещиноватость, бурение, водонабухающие добавки.

При бурении в интервалах трещиноватых горных пород буровые компании часто сталкиваются с проблемой устойчивости стенок скважины. Одним из способов решения данной проблемы является создание изоляционных составов на основе водонабухающих полимеров, которые используются самостоятельно при низкой интенсивности поглощения или используются вместе с закачкой отверждающихся тампонажных смесей в случае катастрофических поглощений.

Водонабухающие полимерные (ВНП) составы имеют ряд преимуществ перед тампонажными смесями на основе цементов с минеральной вяжущей составляющей:

- высокая степень фильтрации в пласт;
- химическая стойкость к агрессивным флюидам;
- быстродействие;
- высокая степень набухания в первые 10-15 часов.

Проведены исследования ряда составов ВНП с целью определения прочностных характеристик горных пород в прискважинной зоне при их фильтрации в пласт. При испытаниях учитывался фракционный состав, тип и размер каналов трещиноватой зоны, состав и количество водонабухающего полимера, дифференциальное давление и глубина его проникновения. Также предлагается способ доставки состава в неустойчивый интервал скважины. На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

Состав ВНП на водной основе при малом времени на раскрытие увеличивает сцепление горной породы, но понижает угол внутреннего трения. При 12 часовой выдержке состава увеличивается, как сцепление, так и угол внутреннего трения, что позволяет сказать об увеличении коэффициента устойчивости

Состав ВНП в растворе на углеводородной основе (Полиэконол-Флора) показал свою эффективность, увеличив коэффициент устойчивости, при снижении сцепления и увеличения угла внутреннего трения.

Наилучшие результаты показал вязкоупругий состав на основе PHPA, увеличив коэффициент устойчивости в опасных сегментах ствола скважины на 50 %-60 % (коэффициент запаса при зенитном угле 70–90 градусов), однако PHPA является растворимым в воде соединением и при длительном контакте с водным раствором

будет растворяться, снижая прочностные характеристики стенки скважины, увеличивая вероятность обвалов.

***

Key words: well wall stability, fracturing, drilling, water-swellable additives.

When drilling in the intervals of fractured rocks drilling companies are often faced with the problem of stability of the borehole walls. One way to solve this problem is to create insulating compositions based on water-swelling polymers, which are used independently at low absorption intensity or are used together with the injection of curing grouting mixtures in case of catastrophic absorption.

Water-swelling polymer (WSP) compositions have a number of advantages over grouting mixtures based on cements with a mineral binding component:

- high degree of filtration into the formation;
- chemical resistance to aggressive fluids;
- speed;
- high degree of swelling in the first 10-15 hours.

A number of WSP compositions were studied to determine the strength characteristics of rocks in the near-well zone during their filtration into the formation. The tests took into account the fractional composition, the type and size of the channels of the fractured zone, the composition and quantity of the water-swelling polymer, the differential pressure and the depth of its penetration. A method of delivering the composition to the unstable interval of the well is also proposed. On the basis of the conducted researches it is possible to draw the following conclusions.

The composition of water-based WSP increases the adhesion of the rock with a short opening time, but reduces the internal friction angle. At 12 o'clock exposure of the composition increases both the grip and the angle of internal friction, which allows us to say about the increase in the coefficient of stability

The composition of WSP in a hydrocarbon-based solution (Polyeconol-flora) has shown its effectiveness by increasing the coefficient of stability, while reducing adhesion and increasing the angle of internal friction.

The best results showed viscoelastic composition based on PHPA, increasing the coefficient of stability in hazardous segments of the wellbore by 50 %-60 % (reserve factor at the Zenith angle of 70-90 degrees), but PHPA is a water-soluble compound and prolonged contact with an aqueous solution will dissolve, reducing the strength characteristics of the well wall, increasing the likelihood of collapses.

АНАЛИЗ РЕОЛОГИИ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ЗАБОЙНЫХ ТЕМПЕРАТУР
ANALYSIS OF THE RHEOLOGY OF THE HYDROCARBON MUDS FOR DRILLING IN THE CONDITIONS OF LOW BOTTOMHOLE TEMPERATURES

Будовская М.Е., Двойников М.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Budovskaya M.E., Dvoynikov M.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор на углеводородной основе, инвертно-эмульсионный буровой раствор, низкие забойные температуры.

При бурении в сложных геологических условиях, а именно при наличии потенциально неустойчивых глинистых и хемогенных отложений в условиях низких забойных температур на первый план выдвигается задача предупреждения осложнений и обеспечения успешной безаварийной проводки скважины. Большинство трудностей возникает со вскрытием пластов в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали, что связано с естественным снижением коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Использование в данном случае тривиальных промывочных жидкостей на водной основе приводит к ухудшению проницаемости призабойной зоны, в следствие чего, возникает рост объёма работ по интенсификации притока из продуктивного пласта [1]. На сегодняшний день наиболее эффективными являются растворы на углеводородной основе, а именно инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР). Несмотря на строгие экологические требования использование для проводки скважин растворов на углеводородной основе несёт неоспоримые преимущества, отказаться от использования, которых не представляется возможным в настоящее время [2].

В связи с вышесказанным актуальным является использование таких буровых растворов, которые, в свою очередь, будут сохранять проницаемость продуктивных коллекторов, повышать устойчивость стволов скважин в интервалах залегания глинистых и хемогенных пород в условиях низких температур.

В лабораторных условиях для проведения эксперимента, нацеленного на исследование реологии ИЭР в условиях низких забойных температур для месторождения с хемогенными отложениями использовались два состава: Состав №1 – на основе натурального масла и Состав №2 – на основе минерального, нафтенового масла. Результаты лабораторных исследований вязкости Состава №1 в зависимости от температуры с учетом изменения времени показали интенсивный рост вязкости с 20 минут, при котором достигается максимальное значение 100 МПа*с, при этом после нахождения раствора в условиях +8 ℃ через 50 минут изменения не наблюдаются. Состав №2, применяемый также для пониженных температур, в сравнении с Составом №1 обладает лучшим показателем вязкости, максимальное значение, которого

достигает 45 МПа*с при температуре +8 ℃. Объясняется это его компонентным составом. Данная углеводородная система является минеральным маслом с добавлением мелкодисперсного карбоната кальция. Благодаря этому этот раствор обладает наилучшим межмолекулярным трением и больше сопротивляется низкой температуре. Однако, несмотря на его положительные свойства, Состав №2 образует коагуляционный осадок, что свидетельствует о малой стабильности раствора с течением времени.

В результате проведенных экспериментов можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день для заданных геологических условий требуется разработка стабильного бурового раствора на углеводородной основе, который, в свою очередь, позволит осуществлять проводку скважин без экстремальных изменений реологии вне зависимости от времени и низких забойных температур. Также будет обеспечивать высокие технико-экономические показатели бурения, сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов, оказывать минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий/ Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э. – М.: Недра, 1988. – 135 с.: ил.

2. Литвиненко В.С. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / В.С. Литвиненко, А.Г. Калинин. - Серия «Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы». – М.: Высш. шк., 2007.

***

Key words: silica gel, well drilling, grouting solution, well fixing, production waste.

For drilling in difficult geological conditions, namely in the presence of potentially unstable clay and chemogenic deposits at low bottomhole temperatures, the task of preventing complications and ensuring successful accident-free well drilling is highlighted. Most difficulties arise with the opening of formations in horizontal wells with a large departure from the vertical which is associated with a natural decrease in the reservoir properties of productive horizons [1]. The use in this case of trivial water-based muds leads to a deterioration in the permeability of the bottom-hole zone, as a result of which there is an increase in the volume of work to intensify the inflow from the reservoir. At present the most effective are hydrocarbon-based muds, namely, invert-emulsion muds (IEM). Despite the strict environmental requirements, the use of hydrocarbon-based solutions for drilling wells has undeniable advantages, which cannot be abandoned at present [2].

As a result, the use of such drilling fluids, which, in turn, will preserve the permeability of productive reservoirs, increase the stability of wellbores in the intervals of clay and chemogenic rocks at low temperatures, is relevant.

Two compositions were used for the experiment to study the rheology of the IEM at low bottomhole temperatures for the field with chemogenic in laboratory conditions: Composition No. 1 which based on natural oil and Composition No. 2 which based on

mineral, naphthenic oil. The results of laboratory studies of the viscosity of Composition No. 1, depending on temperature, taking into account the change in time, showed an intensive increase in viscosity from 20 minutes at which the maximum value of 100 MPa*s is reached and after the solution is in +8 ℃ after 50 minutes no changes are observed. Composition No. 2 also used for low temperatures in comparison with Composition No. 1 has the best viscosity index the maximum value of which reaches 45 MPa * s at a temperature of +8 ℃. This is explained by its component composition. This hydrocarbon system is a mineral oil with the addition of finely divided calcium carbonate. However, despite its positive properties, Composition No. 2 forms a coagulation precipitate which indicates a low stability of the solution over time.

As a result of the experiments, we can conclude that today for given geological conditions the development of a stable hydrocarbon-based muds are required, which in turn they will allow for drilling without extreme changes in rheology, regardless of time and low bottomhole temperatures. It will also provide high technical and economic performance of drilling, preserve the reservoir properties of productive formations and have minimal negative impact on the environment.

REFERENCES

1. Angelopulo O.K. Drilling fluids for complicated conditions / Angelopulo OK, Podgornov VM, Avakov V.E. - M .: Nedra, 1988 .-- 135 p.: Ill.

2. Litvinenko V.S. Fundamentals of drilling oil and gas wells: Textbook / V.S. Litvinenko, A.G. Kalinin. - Series “The Golden Fund of Russian Oil and Gas Literature”. - M.: Higher. school., 2007.

ОТХОДЫ КРЕМНИЕВОГО ПРОИЗВОДСТВА, КАК ДОБАВКИ ПОВЫШАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН
WASTE OF SILICON PRODUCTION AS ADDITIVES INCREASING EFFICIENCY OF WELL FITTING

Бутакова Л.А., Буглов Н.А, Бочарников М.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск
Butakova L.A., Buglov N.A., Bocharnikov M.V.
Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk

Ключевые слова: портландцемент, тампонажный раствор, цементный камень, прочность, микрокремнезем, водоотделение, фильтрация.

В докладе обосновывается возможность применения отходов кремниевого производства, в качестве модифицирующей добавки к изоляционным смесям, используемым для месторождений Восточной Сибири. В результате эксперимента значительно снижаются показатели растекаемости, водоотделения

и фильтрации тампонажного раствора. Вводом добавки удается увеличить прочностные показатели цементного камня.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Мариампольский Н.А. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов - М.: Недра, 1988. - 224 с.

2. Баранова А.А. Модифицированный теплоизоляционный пенобетон повышенной прочности с применением микрокремнезёма //Автореферат диссертации на соискание учѐной степени кандидата технических наук, Ангарск - ФГБОУ ВПО АнГТА, 2014 – 23 с.

***

Key words: Portland cement, cement slurry, cement stone, strength, silica fume, water separation, filtration.

The article discusses the possibility of using silicon waste from Silicon Urals LLC as a modifying additive to insulating mixtures used at low temperatures typical of deposits in Eastern Siberia. As a result of its introduction, the spreadability, water separation and filtration of grouting mortar are significantly reduced. By adding additives, it is possible to increase the strength characteristics of cement stone.

REFERENCES

1. Bulatov A.I., Mariampolsky N.A. Regulation of technological parameters of cement slurries - M.: Nedra, 1988. - 224 p.

2. Baranova A.A. Modified heat-insulating foam concrete with a high degree of protection against silica fume // Abstract of dissertation for the degree of technical sciences, Angarsk - FSBEI HPE ANGTA, 2014 - 23 p.

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАВШИХ ПРИ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН ВО ЛЬДУ
ANALYSIS OF CHALLENGES ENCOUNTERED IN DEEP-HOLE ICE DRILLING

Васильев Н.И.[1], Большунов А.В.[1], Дмитриев А.Н.[1], Туркеев А.В.[2], Игнатьев С.А.[1], Васильев Д.А.[1], Цыгельнюк Е.Ю.[1]

[1]Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

[2]Арктический и антарктический НИИ, Санкт-Петербург

Vasilev N.I.[1], Bolshunov A.V.[1], Dmitriev A.N.[1], Turkeev A.V.[2], Ignatiev S.A.[1], Vasilev D.A.[1], Tsygelnyuk E.Yu.[1]

[1]Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

[2]Arctic and Antarctic Research Institute, Saint-Petersburg

Ключевые слова: Антарктида, бурение, скважина, осложнения, шлам.

При бурении глубоких скважин в Антарктиде и Гренландии, исследователи всех стран столкнулись с серьёзными осложнениями уже на глубинах свыше 2500 м, а на глубинах более 3000 м осложнения становились столь значительными, что бурение практически прекращалось. Это явление даже получило название – «проблема бурения тёплого льда», так как с увеличением глубины температура льда повышается. Основной причиной считалось плавление льда при резании. Анализ результатов бурения глубокой скважины 5Гна станции Восток, позволяют сделать вывод, что основной причиной осложнений являлось образование на поверхностях частиц шлама гидратов фреона, что приводило к слипанию шлама.

Авторы благодарят Российскую антарктическую экспедицию за логистическое обеспечение данных работ, которые выполнялись при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект № НК 18-55-16003\18.

***

Key words: Antarctica, drilling, well, complications, sludge.

While drilling deep boreholes in Antarctica and Greenland researchers from many countries have faced serious challenges already at the depths over 2500 m, while below 3000 m these complications turned so dramatic that further penetration was almost impossible. This phenomenon was even given its proper name, i.e. ‘warm ice drilling issue’, as with increasing depth the ice temperature is rising. Ice melting due to cutting was considered as the main reason for this phenomenon. Analysis of 5G Deep Borehole drilling at Vostok Station shows that the main cause of such complications is formation of freon hydrates on the surface of drill cuttings causing their adhesion.

Acknowledgments. *The authors are grateful for the logistic support provided by the Russian Antarctic Expedition. This work was conducted with the support of the Russian Foundation of Fundamental Research No. 18-55-16003\18.*

СТЕНДОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ЛЬДА МЕХАНИЧЕСКИМ СПОСОБОМ
BENCH TESTS OF MECHANICAL ICE CORE DRILLING

Васильев Н.И.[1], Большунов А.В.[1], Дмитриев А.Н.[1], Туркеев А.В.[2], Игнатьев С.А.[1], Васильев Д.А.[1],

[1]Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

[2]Арктический и антарктический НИИ, Санкт-Петербург

Vasilev N.I.[1], Bolshunov A.V.[1], Dmitriev A.N.[1], Turkeev A.V.[2], Ignatiev S.A.[1], Vasilev D.A.[1],

[1]Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

[2]Arctic and Antarctic Research Institute, Saint-Petersburg

Ключевые слова: Антарктида, бурение, скважина, стенд, заливочные жидкости.

В сезонный период 64 РАЭ (декабрь 2018 – январь 2019 г.) в буровом комплексе скважины 5Г проведены стендовые исследования процесса бурения льда с использованием различных заливочных жидкостей. Экспериментальные исследования проводились на стенде разработанном в Горном университете, который был впервые применен в 1994 г перед началом бурения скважины 5Г механическим буровым снарядом КЭМС-132. Эксперименты проводились с использованием керосина, смеси керосина с фреоном и кремнийорганической жидкости. Основная цель работ заключалась в оценке возможности очистки забоя от шлама и сбора шлама в фильтре при использовании кремнийорганической жидкости в качестве заливочной жидкости. Ею предполагается заменить смесь керосина и фреона при бурении новой скважины доступа к подледниковому озеру Восток для его исследования.

Авторы благодарят Российскую антарктическую экспедицию за логистическое обеспечение данных работ, которые выполнялись при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект № НК 18-55-16003\18.

***

Key words: Antarctica, drilling, well, bench, filling liquids.

Bench tests of core drilling in ice with various filling liquids were performed during the seasonal shift period of the 64th Russian Antarctic Expedition (December 2018 - January 2019) with the use of Borehole 5G drilling facilities. Experimental studies were done using the test bench developed at the St.Petersburg Mining University, that was first applied in 1994 prior to drilling Borehole G5 with the KEMS-132 mechanical drilling assembly. The test drilling was done with kerosene, with a mixture of kerosene and freon, and with organosilicon fluid. The primary objective of these tests was to assess the possibility of end-of-hole flushing and collection of cuttings in a filter unit with organosilicon fluid used as a filling liquid. This fluid is planned to replace the kerosene-and-freon mixture in drilling a new access hole to study Subglacial Lake Vostok.

Acknowledgments. *The authors are grateful for the logistic support provided by the Russian Antarctic Expedition. This work was conducted with the support of the Russian Foundation of Fundamental Research No. 18-55-16003\18.*

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ ЗА СЧЕТ ОБРАБОТКИ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА
IMPROVING THE QUALITY OF WELL FIXING IN CLAY ROCKS DUE TO TREATMENT OF GROUTING SOLUTION

Вороник А.М., Уляшева Н.М.
Ухтинский государственный технический университет, Ухта
Voronik A.M., Ulyasheva N.M.
Ukhta State Technical University, Ukhta

Ключевые слова: тампонажный раствор, адгезия, глинистая порода, качество крепления.

Как известно, одним из критериев по оценке качества крепления скважин является качество контакта цемента с горной породой. Но как подтверждается многими промысловыми данными, качество контакта цементного камня с глинистыми породами зачастую оставляет желать лучшего, либо вообще отсутствует, что объясняется значительной физико-химической активностью глинистых пород с жидкостями на водной основе, и их последующими деформациями [1]. При этом значительное внимание должно уделяться адгезионной способности тампонажного раствора-камня по отношению к глинистой породе.

В связи с вышесказанным, на кафедре бурения Ухтинского ГТУ проведены исследования по оценке влияния обработки тампонажного раствора на адгезионную способность к глинистым породам. Степень изменения адгезии цементного камня по отношению к глинистой породе определялась через силу, которую необходимо приложить для выдавливания цементных образцов из специальных форм, представленных смесью вяжущих компонентов и имитирующих скважину [2]. Для выдавливания образцов применялся пресс ручной гидравлический ПРГ-1-10. В результате проводимых исследований разработан состав, обладающий повышенной адгезионной способностью к глинистым породам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лихушин А. М. Гидродинамические методы повышения эффективности строительства скважин в неустойчивых породах / А. М. Лихушин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 164 с.

2. Пат. 2644629 Российская Федерация, МПК G 01 N 19/04. Способ определения адгезии от-вержденного цементного раствора и устройство для его осуществления / А. С. Жиркеев, И. В. Бакалов, Н. И. Шигапов, Е. Ю. Вашетина; ПАО «Татнефть» им. В. Д. Дашина. - № 2016147853; заявл. 01.12.2016; опубл. 13.02.2018, Бюл. № 5. – 7 с.: ил.

***

Key words: grouting solution, adhesion, clay rock, quality of fastening.

As it is known, one of the criteria for assessing the quality of well attachment is the quality of cement contact with rock. But as confirmed by many field data, the quality of contact of cement stone with clay rocks often leaves much to be desired, or even absent, due to the significant physical and chemical activity of clay rocks with water-based liquids, and their subsequent deformations [1]. At the same time, considerable attention should be paid to the adhesive ability of the grouting solution-stone in relation to the clay rock.

In connection with the above, at the Department of drilling Ukhta GTU conducted studies to assess the impact of treatment of grouting solution on the adhesive ability to clay rocks. The degree of change in the adhesion of cement stone in relation to clay rock was determined by the force that must be applied to extrude cement samples from special forms represented by a mixture of binding components and simulating a well [2]. For extrusion of samples the press manual hydraulic PRG-1-10 was applied. As a result of the conducted researches the structure possessing the increased adhesive ability to clay breeds is developed.

REFERENCES

1. Likhushin A. M. Hydrodynamic methods of increase of efficiency of construction of wells in unstable rocks / A. M. Lausin. - Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. - 164 p.

2. Pat. 2644629 Russian Federation, IPC G 01 N 19/04. A method for determining the adhesion of a hardened cement mortar and a device for its implementation / A. S. Zhirkeev, I. V. Bakalov, N. I. Shigapov, E. Yu. Vashetina; PJSC Tatneft. V. D. Dasha's. - No. 2016147853; declared. 01.12.2016; publ. 13.02.2018, Byul. No. 5. - 7 p.: Il.

ПРИМЕНЕНИЕ КРЕМНЕГЕЛЯ В ТАМПОНАЖНОМ МАТЕРИАЛЕ КАК ОДНО ИЗ ВЕДУЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ФТОРИСТОГО АЛЮМИНИЯ
THE USE OF SILICA GEL IN THE GROUTING MATERIAL AS ONE OF THE LEADING TECHNOLOGICAL DIRECTIONS OF THE UTILIZATION OF WASTE PRODUCTION OF ALUMINUM FLUORIDE

Глазьев М.В., Куншин А.А., Двойников М.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Glazev M.V., Kunshin A.A., Dvoynikov M.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: кремнегель, бурение скважин, тампонажный раствор, крепление скважин, отход производства.

Проблемами строительства скважин на нефтяных месторождениях продолжают заниматься ведущие зарубежные компании и отечественные предприятия. Однако, несмотря на более чем полувековой опыт, проблема повышения долговечности крепи скважин остается актуальной. Актуальность проблемы требует научного обоснования и практического решения вопросов оптимизации параметров крепи скважин, разработки

и промышленного производства специальных тампонажных материалов для цементирования скважин, чему и посвящена настоящая работа.

Использование кремнегеля в тампонажных растворах позволяет улучшить состояние цементного кольца за обсадной колонной, качество цементирования, происходит повышение прочности и герметичности контактных зон тампонажного камня, что позволяет избежать различных осложнений. Помимо повышения прочности, кремнегель не оказывает отрицательного влияния на свойства раствора, наблюдается незначительное повышение плотности и снижение пористости цементного камня, что, как следствие, приводит к улучшению его водонепроницаемости и коррозионной стойкости.

Технологическое применение в этом случае предусматривает два способа, а именно: применение кремнегеля в качестве сухой добавки или в качестве добавки, частично заменяющей цемент. Более того данное направление позволит использовать порядка 25% от общего количества отходов производства фтористого алюминия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ширинова Д.Б. Переработка отхода производства фтористого алюминия на целевой продукт. // Наука, техника и образование. – Иваново: Олимп, 2017. – № 8 (38). – С. 33-35.

2. Sumitha, V., T. Ravichandran, P., & Krishnan K, D. Study on Behaviour of Self-Healing Concrete Using Silica gel. // International Journal of Engineering & Technology. – UAE: Science Publishing Corporation Inc, 2018. – № 7 (2.12). – С. 411-414.

***

Key words: silica gel, well drilling, grouting solution, well fixing, production waste.

Leading foreign companies and domestic enterprises continue to deal with the problems of well construction in oil fields. However, despite more than half a century of experience, the problem of increasing the durability of well supports remains relevant. The relevance of the problem requires scientific justification and practical solutions to optimize the parameters of well support, development and industrial production of special grouting materials for cementing wells, which is the subject of this work.

The use of silica gel in cement slurries can improve the condition of cement behind the casing, quality of casing, there is an increase in strength and tightness of the contact zones of the cement stone, which avoids various complications. In addition to increasing the strength, silica gel does not adversely affect the properties of the solution, there is a slight increase in the density and porosity of the cement stone, which, as a consequence, leads to an improvement in its water resistance and corrosion resistance.

Technological application in this case provides for two methods, namely: the use of silica gel as a dry additive or as an additive partially replacing cement. Moreover, this direction will allow to use about 25% of the total waste of aluminum fluoride production.

REFERENCES

1. Shirinova D. B. Processing of waste production of aluminum fluoride on the target product. // Science, technology and education. - Ivanovo: Olimp, 2017. - No. 8 (38). Pp. 33-35.

2. Sumitha, V., T. Ravichandran, P., & Krishnan K, D. Investigation of the behavior of self-healing concrete using silica gel // International journal of engineering and technology. - UAE: Science Publishing Corporation Inc., 2018. - No. 7 (2.12). Pp. 411-414.

ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПОДЛЕДНИКОВОГО ОЗЕРА ВОСТОК С ЦЕЛЬЮ ЕГО ИССЛЕДОВАНИЯ
PENETRATION TECHNOLOGY FOR INVESTIGATION OF SUBGLACIAL LAKE VOSTOK

Дмитриев А.Н. [1]***, Васильев Н.И.*** [1]***, Большунов А.В.*** [1]***, Туркеев А.В.*** [2]***, Игнатьев С.А.*** [1]***, Васильев Д.А.*** [1]***, Сербин Д.В.*** [1]

[1]*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург*

[2]*Арктический и антарктический НИИ, Санкт-Петербург*

Dmitriev A.N. [1]***, Vasilev N.I.*** [1]***, Bolshunov A.V.*** [1]***, Turkeev A.V.*** [2]***, Ignatiev S.A.*** [1]***, Vasilev D.A.*** [1]***, Serbin D.V.*** [1]

[1]*Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg*

[2]*Arctic and Antarctic Research Institute, Saint-Petersburg*

Ключевые слова: Антарктида, бурение, скважина, экологическая безопасность, заливочные жидкости.

Как показали результаты работ по вскрытию подледникового озера, при дифференциальном давлении равном -0,2 МПа вода поднимается в скважину в кольцевом зазоре между поверхностью снаряда и стенками скважины и обгоняет его, поднимаясь выше него на 15 м. В процессе подъема воды в кольцевом зазоре происходит активное перемешивание воды с заливочной жидкостью, что приводит к образованию эмульсии, Эмульсия образуется из-за присутствия в скважине фреона, который выступает в роли поверхностно активного вещества. С целью повышения экологической безопасности при исследовании озера Восток, принято решение о бурении новой скважины доступа с использованием кремний органической жидкости в качестве заливочной. Для уменьшения высоты подъемы воды в скважину после вскрытия озера необходимо увеличить диаметр нижнего участка скважины перед непосредственным вскрытием минимум в 2-2,5 раза.

Авторы благодарят Российскую антарктическую экспедицию за логистическое обеспечение данных работ, которые выполнялись при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект № НК 18-55-16003\18.

***

Key words: Antarctica, drilling, well, environmental safety, filling liquids.

The results of operations to penetrate into the subglacial lake proved that with the differential pressure of -0.2 MPa, lake water ingresses into the borehole through the annular clearance between the drilling assembly and the borehole walls, rising up to 15 meters above the drilling assembly. While rising through the annular space, the water mixes up with the filling liquid. This creates an emulsion due to freon presence in the borehole, which acts as a surfactant. In order to enhance environmental safety during investigations of Subglacial Lake Vostok, it was decided to drill a new access borehole using organosilicon fluid as the filling liquid. Decreasing the level of water that ingresses into the borehole upon its completion requires that the diameter of the lower section of the borehole is increased at least 2-2.5 times before the penetration into the lake.

Acknowledgments. *The authors are grateful for the logistic support provided by the Russian Antarctic Expedition. This work was conducted with the support of the Russian Foundation of Fundamental Research No. 18-55-16003\18.*

ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОЧИСТНОМУ АГЕНТУ ПРИ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН В ПРИПОЛЯРНЫХ ОБЛАСТЯХ ЗЕМЛИ
SPECIAL REQUIREMENTS TO MUD DURING THE DRILLING OF DEEP WELLS IN THE POLAR REGIONS OF THE EARTH

Дмитриев А.Н., Цыгельнюк Е.Ю., Сербин Д.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Dmitriev A.N., Tsygelnyuk E.Y., Serbin D.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: низкотемпературный буровой раствор, озеро Восток, бурение льда, Антарктида, Арктика.

Один из ключевых вопросов при разработке технологии бурения скважин в ледовых толщах Арктики и Антарктики является очистка забоя скважины от шлама.

Пробуренная российскими полярниками из Санкт-Петербургского университета скважина 5Г на станции Восток в Антарктиде позволила взять пробы льда по всей длине скважины. Взятие проб толщ озёрной воды и донных осадков – цель дальнейших исследований. Для этого требуется разработка новой экологически безопасной рецептуры промывочной жидкости, для вскрытия реликтового подлёдного озера.

Наибольшее распространение при бурении скважин во льду в условиях отрицательных температур получили низкотемпературные жидкости на углеводородной основе. Для утяжеления столба жидкости используются различные добавки хлорфторуглеродов (фреон-11, фреон-14b) и этиленовых углеводородов (перхлорэтилен, трихлорэтилен). Их недостаток - высокая проникающая способность (особенно в пористой фирновой зоне и трещиноватых льдах), а также несоответствие современным экологическим требованиям.

Для решения этой проблемы на кафедре бурения скважин разработана принципиально новая композиция промывочной жидкости, удовлетворяющая требованиям по экологической безопасности, компенсации горного давления, скважинным условиям температурного градиента (от +4 до -70^{0}C), а также воздействию высоких пластовых давлений.

Авторы благодарят Российскую антарктическую экспедицию за логистическое обеспечение данных работ, которые выполнялись при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект № НК 18-55-16003\18.

***

Key words: low temperature mud, Lake Vostok, ice drilling, Antarctica, Arctic.

One of the key issues in the development of technology for drilling wells in the ice sheets of the Arctic and Antarctic is bottom hole scattering.

Russian polar explorers from St. Petersburg University drilled a 5G well at Vostok station in Antarctica and took ice samples along the entire length of the well. Sampling the thickness of lake water and bottom sediments is the goal of further research. The development of a new environmentally friendly drilling fluid formulation is required for opening a relict subglacial lake.

The most common in ice drilling wells at low temperatures are low-temperature hydrocarbon-based fluids. To weight the liquid column, various additives of chlorofluorocarbons (Freon-11, Freon-14b) and ethylene hydrocarbons (perchlorethylene, trichlorethylene) are used. Their disadvantage is the high penetration ability (especially in the porous firn zone and fractured ice), as well as their inconsistency with modern environmental requirements.

To solve this problem, a fundamentally new drilling mud composition was developed at the Well Drilling Department Saint Petersburg Mining University, which meets the environmental safety requirements, rock pressure compensation, well temperature gradient conditions (from +4 to -70^{0}C), as well as the effect of high reservoir pressures.

Acknowledgments. *The authors are grateful for the logistic support provided by the Russian Antarctic Expedition. This work was conducted with the support of the Russian Foundation of Fundamental Research No. 18-55-16003\18.*

ПОЛИМЕРГЛИНИСТАЯ ПРОМЫВОЧНАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ
POLYMERGLINIC FLUSHING FLUID FOR DRILLING WELLS IN MULTI-FROZEN ROCKS

Егорова Е.В., Минченко Ю.С.
Астраханский государственный технический университет, Астрахань
Egorova E.V., Minchenko Yu.S.
Astrakhan State Technical University, Astrakhan

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор, биополимер, реологические свойства.

Выбор промывочной жидкости при бурении в криолитозоне является важнейшим мероприятием, определяющим успешную проводку скважин, осуществляется на основе анализа геологических и гидрогеологических особенностей, с учетом накопленного опыта. Поэтому разработка и внедрение новых высокоэффективных буровых растворов остается актуальной задачей.

В качестве добавок, для получения промывочных жидкостей с низким содержанием твердой фазы и повышенными тиксотропными свойствами, наибольший интерес представляют микробные полисахариды – биополимеры [1].

Взаимодействие промывочной жидкости с многолетнемерзлыми породами (ММП) в скважине происходит на контакте твердого тела с жидкостью и определяется гидромеханическими, тепловыми и физико-химическими процессами разрушения льда, связанными с явлениями механической и тепловой эрозии, диффузии, осмотического массопереноса и другими.

С учётом вышеприведенного нами разработан состав промывочной жидкости – полимерглинистый буровой раствор (ПГР) с ориентацией на обеспечение необходимых для бурения в ММП параметров. ПГР включает в себя: биополимер, глину, стабилизатор, регулятор вязкости, понизитель фильтрации, пеногаситель, антифриз и воду. Основные параметры раствора: плотность 1060-1250 кг/м^3, пластическая вязкость 9,0-27,0 мПа·с, показатель фильтрации 3,0-7,0 см^3/30 мин, динамическое напряжение сдвига 25-90 дПа, статическое напряжение сдвига через 1 мин составляет 13-40 Па, а через 10 мин 20-90 дПа, pH 8-9, коэффициент нелинейности 0,19-0,6.

Ингредиентный состав ПГР способствует уменьшению относительной скорости разрушения льда до 0,35 ч$^{-1}$ в результате снижения интенсивности теплообменных процессов. Кроме того, при бурении скважины ПГР с высокими структурно-реологическими свойствами, поток у стенок скважины образует малоподвижную зону, предохраняющую мерзлые породы от растепления и механического абразивного разрушения [2]. Преимущества биополимерного раствора: максимальное сохранение устойчивости стенок скважины, пониженные фильтрация и скорость растепления ММП, соблюдение оптимальных реологических характеристик для транспортировки

выбуренной породы на дневную поверхность, стабильность параметров, большой диапазон выбора плотности, высокая экологичность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Егорова Е.В., Минченко Ю.С., Симонянц С.Л. Обоснование типов и свойств буровых растворов для строительства высокодебитных скважин в сложных горно-геологических условиях// НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ООО "Ай Ди Эс Дриллинг"– 2011. – № 1. – С. 28–31.

2. Перейма А.А., Минченко Ю.С., Кондренко О.С. Биополимерглинистые буровые растворы для проводки скважин в зоне многолетнемерзлых пород // НТЖ «Инженер-нефтяник». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2019. – № 1. – С. 22–26.

***

Key words: well drilling, drilling mud, biopolymer, rheological properties.

The choice of flushing fluid during drilling in the permafrost zone is the most important measure that determines successful well drilling, based on an analysis of geological and hydrogeological features, taking into account the experience gained. Therefore, the development and implementation of new highly effective drilling fluids remains an urgent task.

As additives, to obtain washing liquids with a low solid phase content and increased thixotropic properties, microbial polysaccharides - biopolymers - are of the greatest interest [1].

The interaction of the flushing fluid with permafrost (MMP) in the well occurs at the contact of the solid with the fluid and is determined by the hydromechanical, thermal, and physicochemical processes of ice destruction associated with the phenomena of mechanical and thermal erosion, diffusion, osmotic mass transfer, and others.

Based on the foregoing, we have developed the composition of the flushing fluid - polymer clay drilling mud (PGR) with the focus on providing the parameters necessary for drilling in the permafrost. PGR includes: biopolymer, clay, stabilizer, viscosity regulator, filter reducing agent, antifoam, antifreeze and water. The main parameters of the solution: density 1060-1250 kg/m^3, plastic viscosity 9.0-27.0 mPa · s, filter rate 3.0-7.0 cm^3/30 min, dynamic shear stress 25-90 dPa, static shear stress after 1 min it is 13-40 Pa, and after 10 min 20-90 dPa, pH 8-9, non-linearity coefficient 0.19-0.6.

The ingredient composition of PGR helps to reduce the relative rate of ice destruction to 0.35 h-1 as a result of a decrease in the intensity of heat transfer processes. In addition, when drilling a PGR well with high structural and rheological properties, the flow near the well walls forms a sedentary zone that protects frozen rocks from thawing and mechanical abrasive destruction [2]. Advantages of the biopolymer solution: maximum stability of the walls of the well, reduced filtration and the rate of thawing of the permafrost, the observance of optimal rheological characteristics for transporting cuttings to the surface, stability of parameters, a wide range of density selection, high environmental friendliness.

REFERENCES

1. Egorova E.V., Minchenko Yu.S., Simonyants S.L. Justification of the types and properties of drilling fluids for the construction of high-yield wells in difficult geological conditions // STJ «Construction of oil and gas wells on land and at sea». -M .: LLC "IDS Drilling" - 2011. - No. 1. - P. 28–31.

2. Pereima A.A., Minchenko Yu.S., Kondrenko O.S. Biopolymer-clay drilling mud for hole drilling in permafrost rocks // STJ “Oil engineer”. - M.: VNIIOENG OJSC. - 2019. - No. 1. - S. 22–26.

ВЫБОР СИСТЕМЫ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
CHOICE OF DRILLING MUD SYSTEM TO PRESERVE THE STABILITY OF CLAY DEPOSITS

Живаева В.В., Нечаева О.А., Камаева Е.А.
Самарский государственный технический университет, Самара
Zhivaeva V.V., Nechaeva O.A, Kamaeva E.A.
Samara State Technical University, Samara

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор, устойчивость стенок скважины.

При современном уровне технологий не удаётся полностью исключить затраты на предотвращение и ликвидацию осложнений в процессе бурения.

Существует немало работ в рамках исследовательской деятельности, посвященных данной тематике, целью которых является разработка технологических мероприятий для снижения рисков и материальных затрат в процессе бурения, посредством изучения причин возникновения осложнений.

Актуальные лабораторные исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважин, одними из самых часто встречающихся, являются осыпи и обвалы.

При проводке интервалов, склонных к обвалообразованиям, рекомендована к применению промывочная жидкость на основе мочевино-формальдегидной смолы (МФ-смолы), являющаяся результатом лабораторных исследований кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского государственного технического университета.

Особенностью данной системы бурового раствора является способность замедлять процессы деформационной неустойчивости стенок скважины. Создание непроницаемой полимерной пленки вокруг частичек глинистой породы позволяет повысить ингибирующую способность промывочной жидкости. Представленная система бурового раствора отличается простотой приготовления, невысокой стоимостью и совместима с рядом компонентов.

Разработка новой рецептуры проводилась эмпирическим путем. Регулируя концентрацию реагентов, было выведено их оптимальное соотношение для наилучших параметров исследуемой промывочной жидкости.

Процессы увлажнения, набухания и диспергирования представляют собой важнейшие факторы, влияющие на устойчивость стенок скважины. Вследствие данных процессов происходит ослабление структурных связей между глинистыми частицами. С увеличением глубины и горного давления риск потери устойчивости ствола скважины увеличивается.

Если не принимать никаких мер по предупреждению осложнений, они могут перейти в аварию, например, осыпи и обвалы нередко ведут к прихвату. Важно предупредить осложнения, вызванные неустойчивостью стенок скважины, на самом раннем этапе.

Необходимым условием при проводке скважины является возможность сохранения устойчивости горных пород, которая напрямую зависит от свойств выбранной промывочной жидкости. Разработанная система бурового раствора способна создавать крепящее воздействие на породу, тем самым, обеспечивая стабильность ствола скважины.

***

Key words: well drilling, drilling fluid, well wall stability.

At the current level of technology, the costs of preventing and eliminating complications during drilling cannot be completely eliminated.

There are many works in research activities devoted to this topic, the purpose of which is to develop technological measures to reduce risks and material costs during drilling, by studying the causes of complications.

Actual laboratory studies, as well as accumulated drilling experience, allow us to identify the main types of violations of the integrity of the walls of the wells, one of the most common occurring are scree and landslides.

When conducting intervals prone to caving formations, it is recommended to use washing fluid based on urea-formaldehyde resin (UF-resin), which is the result of laboratory studies of the Department of Oil and Gas Drilling of Samara State Technical University.

A feature of this washing fluid system is the ability to slow down the processes of deformation instability of the walls of the well. The creation of an impermeable polymer film around particles of clay rock can increase the inhibitory ability of the washing fluid. The presented mud system is notable for simplicity of preparation, low cost and is compatible with a number of components.

The development of a new formulation was carried out empirically. By adjusting the concentration of the reagents, their optimum ratio was derived for the best parameters of the test wash fluid.

The processes of wetting, swelling and dispersion are the most important factors affecting the stability of well walls. Due to these processes, structural bonds between clay

particles are weakened. With increasing depth and rock pressure, the risk of loss of wellbore stability increases.

If you do not take any actions to prevent complications, they can go into an accident, for example, talus and cavings often lead to sticking. It is important to prevent complications caused by the instability of the walls of the well at an early stage.

A prerequisite for well drilling is the ability to maintain rock stability, which directly depends on the properties of the selected washing fluid. The developed mud system is able to create a firming effect on the rock, thereby ensuring the stability of the wellbore.

РАЗРАБОТКА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ МИКРОСИЛИКИ
DEVELOPMENT OF CEMENT SLURRY BASED ON MICROSILICA

Зимина Д.А, Двойников М.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Zimina D.A., Dvoynikov M.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: криолитозона, прочностные характеристики, микросилика.

Рассматривается проблема низкого качества крепления скважин на месторождениях, находящихся в районе распространения мерзлых пород. Анализ осложнений, которые проявляются при креплении скважин в низких и отрицательных температурах, показал, что проектные технологии цементирования в указанных условиях имеют существенные недостатки, которые могут привести к возникновению аварий на месторождении.

Одним из путей решения данной проблемы является использование специальных тампонажных материалов. В условиях мерзлоты тампонажный камень должен обладать низкой проницаемостью и пористостью, повышенной адгезией к обсадной колонне и горной породе, высокими прочностными характеристиками.

Для увеличения прочности цементного камня была предложена добавка, состоящая из концентрата наноструктур на основе диоксида кремния. Исследования показывают, что использование 8-12 % микрокремнезема приводят к значительному повышению прочности цементного камня. При этом рекомендуется добавлять в тампонажный раствор пластификатор, для снижения структурной вязкости раствора и увеличения его подвижности. Также определена математическая зависимость распределения пористости в цементном камне от воздействия температур и количества микросилики.

***

Key words: cryolithozone, strength characteristics, microsilica.

The problem of poor quality of well casing in fields located in the area of permafrost is considered. The analysis of the complications arising from cementing wells at low and

negative temperatures showed that the design technologies for well casing under this conditions have significant weaknesses that can lead to accidents at the field.

One of the ways to solve this problem is to use special grouting materials. Under permafrost conditions, cement stone must have low permeability and porosity, increased adhesion to the casings and rocks, and high strength characteristics.

To increase the strength of cement stone, an additive consisting of a concentrate of nanostructures based on silicon dioxide was proposed. [1] Studies show that the use of 8-12% silica fume leads to increase in the strength of cement stone. It is recommended to add a plasticizer to the cement slurry to reduce the structural viscosity of the slurry and increase its mobility. The mathematical dependence of the distribution of porosity in a cement stone on the influence of temperatures and the amount of microsilica was also determined.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫСОКОЩЕЛОЧНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БЕЗАВАРИЙНОГО ВСКРЫТИЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД, ВМЕЩАЮЩИХ СЕРОВОДОРОД

DEVELOPMENT AND INVESTIGATION OF HIGH-ALKALI DRILLING MUD FOR ACCIDENT-FREE OPENING OF HIGHLY PERMEABLE ROCKS CONTAINING HYDROGEN SULFIDE

Каменских С.В., Уляшева Н.М.
Ухтинский государственный технический университет, Ухта
Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M.
Ukhta State Technical University, Ukhta

Ключевые слова: безглинистый высокощелочной буровой раствор, высокопрницаемые горные породы, сероводород.

При углублении скважин сероводород оказывает негативное влияние на буровые растворы, которые контактируют с ним одними из первых. Положение осложняется наличием высокопроницаемых горных пород, в которых возможны поглощения буровых растворов различной интенсивности и дифференциальные прихваты бурильного инструмента, а при снижении противодавления на пласт – флюидопроявления. Поэтому разработка рецептуры бурового раствора для сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород, несомненно, является актуальной задачей.

В процессе бурения буровой раствор может быть подвержен влиянию не только природного, но и биогенного сероводорода, который в равной степени способствует практически необратимому ухудшению свойств и параметров буровых растворов. На кафедре бурения УГТУ был исследован процесс микробиологической деструкции полимерных композиций. На основании проведенных исследований был разработан безглинистый высокощелочной буровой раствор (Патент RU № 2691417 C1 от 04.07.2016), включающий разветвленный биополимер, целлюлозу, крахмал, оксид

кальция и высокодисперсный карбонатный материал. Низкая материалоемкость раствора и отсутствие бактерицида делают его экономически и экологически более предпочтительным по сравнению с другими промывочными жидкостями и полимерными композициями. Установлено, что разработанный буровой раствор можно использовать в условиях сероводородной агрессии, как биогенного, так и природного происхождения и он обладает повышенными кольматирующими свойствами. При этом добавка 0,5 % газблока позволяет усилить эффективность кольматации при непосредственной обработке бурового раствора. Эффективность использования безглинистого высокощелочного бурового раствора подтверждена промысловыми экспериментами в условиях высокопроницаемых горных пород, содержащих сероводород, на Кочмесском месторождении Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В ходе экспериментов установлено, что пластовая вода коррозионно-активнее нефти, не смотря на меньшую концентрацию сероводорода. Достаточно простым и эффективным способом борьбы с сероводородной коррозией является применение высокощелочного бурового раствора. Установлено, что применение разработанного высокощелочного бурового раствора способствует снижению скорости коррозии в 2,2 раза, по сравнению с пластовой водой, содержащей растворенный сероводород.

***

Key words: clay-free high-alkaline drilling mud, highly frictionable rocks, hydrogen sulfide.

When wells are deepened, hydrogen sulfide has a negative effect on drilling fluids that contact it among the first. The situation is complicated by the presence of highly permeable rocks, in which it is possible to absorb drilling fluids of different intensity and differential taps of the drilling tool, and in case of reduction of back pressure on the formation - fluidicity. Therefore, the development of a drilling mud formulation for hydrogen sulfide containing highly permeable rocks is certainly a pressing task.

In the course of drilling drilling mud can be subject to influence not only natural, but also biogenous hydrogen sulfide which equally promotes almost irreversible deterioration in properties and parameters of drilling muds. The Department of Drilling of UGTU investigated the process of microbiological destruction of polymer compositions. Based on the studies carried out, a clay-free high-alkaline drilling mud was developed (Patent RU 2691417 C1 dated 04.07.2016), comprising a branched biopolymer, cellulose, starch, calcium oxide and a highly dispersed carbonate material. The low material consumption of the solution and the absence of bactericide make it economically and ecologically more advantageous than other washing liquids and polymer compositions. It has been found that the drilling mud developed can be used in conditions of hydrogen sulfide aggression, both biogenic and natural, and it has improved colmating properties. At the same time addition of 0,5 % of gas block allows to increase efficiency of colmatation during direct treatment of drilling mud. Efficiency of use of clay-free high-alkaline drilling mud is confirmed by field experiments in conditions of highly permeable rocks containing hydrogen sulfide at Kochmes field of Timano-Pechorskaya oil

and gas bearing province. Experiments have found that formation water is more corrosive than oil, despite a lower concentration of hydrogen sulfide. A fairly simple and effective way to control hydrogen sulfide corrosion is to use a highly alkaline drilling mud. It has been found that the use of the developed high-alkaline drilling mud helps to reduce the corrosion rate by 2,2 times, compared to formation water containing dissolved hydrogen sulfide.

ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ИНТЕРВАЛАХ
PROBLEMS OF DRILLING WELLS IN UNSTABLE INTERVALS

Ковалева К.О., Нечаева О.А.
Самарский государственный технический университет, Самара
Kovaleva K.O., Nechaeva O.A.
Samara State Technical University, Samara

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор, неустойчивые интервалы.

Важной особенностью бурения нефтегазовых скважин в глинистых интервалах является риск осложнений таких, как обвалы и осыпи, с последующей потерей стабильности ствола скважины. Для предупреждения данных осложнений рекомендуется применять эффективную промывочную жидкость с оптимальными параметрами.

Палитра применяемых буровых растворов для проводки скважины в условиях неустойчивости пород весьма широка. В настоящее время популярность набирают силикатные растворы, но и они имеют ряд недостатков (загрязнение коллектора при вскрытии продуктивных пластов, недостаточная ингибирующая способность).

Таким образом разработка буровых растворов для бурения глиносодержащих пород (глины, алевролиты, аргиллиты) является актуальной задачей. В свою очередь, в процессе исследования стоит учесть все сложности и особенности бурения нефтегазовых скважин в интервалах залегания глинистых отложений.

Нами предложена рецептура безглинистой промывочной жидкости для бурения в обваливающихся породах и вскрытия продуктивных пород, в состав которой входят биополимер, крахмальный реагент (модифицированный), поверхностно-активное вещество.

Совместное влияние выбранных компонентов в определенных процентных соотношениях сказывается в улучшении ингибирующих, гидрофобизирующих и фильтрационных параметров разработанной промывочной жидкости.

Особенностью данной системы промывочной жидкости является комплексное действие биополимера и поверхностно-активного вещества. При этом применяемое в наших исследованиях поверхностно активное вещество содержит различные водо-, водомасло- и маслорастворимые анионные ПАВ (натриевые соли ароматических сульфокислот различного строения, нефтяные сульфонаты). Для повышения поверхностной активности ПАВ, а также расширения молекулярно-массового

распределения анионных ПАВ, в образцах продукта содержатся ПАВ димерного строения, которые обладают более высокой поверхностной активностью, позволяют снизить межфазное натяжение и критическую концентрацию мицеллообразования [1].

В ходе работы проведены лабораторные исследования, изучены свойства бурового раствора и его влияние на набухающие глинистые породы. Экспериментально подтверждена целесообразность применения комплексного действия композиции «Биополимер + ПАВ димерного строения», способствующая снижению показателя фильтрации и коэффициента трения промывочной жидкости. Исследуемая система бурового раствора создает тонкую эластичную фильтрационную корку на стенках скважины, позволяет предотвратить проникновение бурового флюида в матрицу породы и избежать разупрочняющего воздействия на пласт, тем самым способствует сохранению стабильности ствола скважины.

Отмечено, что добавка поверхностно активного вещества влияет на снижение поверхностного натяжения фильтрата бурового раствора, что способствует сохранению фильтрационно-емкостных свойств пласта. Следовательно, исследуемая система промывочной жидкости может быть также рекомендована в качестве жидкости для вскрытия продуктивного пласта.

В результате комплексного подбора реагентов получена композиция промывочной жидкости ингибирующего действия, с минимальным показателем фильтрации, высокими реологическими характеристиками, с пониженным коэффициентом трения, которая минимизирует риск осыпей и обвалов в глинистых неустойчивых интервалах.

***

Key words: well drilling, drilling mud, unstable intervals.

An important feature of drilling oil and gas wells in clay intervals is the risk of complications such as cavings and talus, with subsequent loss of wellbore stability. To prevent these complications, it is recommended to use an effective washing fluid with optimal parameters.

The range of drilling fluids used for drilling a well in conditions of rock instability is very wide. Currently, silicate solutions are gaining popularity, but they also have a number of disadvantages (reservoir pollution during the opening of reservoirs, insufficient inhibitory ability).

Thus, the development of drilling fluids for drilling clay-containing rocks (clays, siltstones, mudstones) is an urgent task. In turn, the study process should take into account all the difficulties and features of drilling oil and gas wells in the intervals of occurrence of clay deposits.

We have proposed a formulation of clayless drilling fluid for drilling in crumbling rocks and opening productive rocks, which include a biopolymer, starch reagent (modified), and a surfactant.

The combined influence of the selected components in certain percentages affects the improvement of the inhibitory, hydrophobizing and filtration parameters of the developed washing fluid.

A feature of this washing fluid system is the integrated action of the biopolymer and surfactant. Moreover, the surfactant used in our studies contains various water-, water-oil, and oil-soluble anionic surfactants (sodium salts of aromatic sulfonic acids of various structures, petroleum sulfonates). To increase the surface activity of surfactants, as well as expand the molecular weight distribution of anionic surfactants, product samples contain dimer surfactants that have a higher surface activity and can reduce interfacial tension and the critical micelle concentration [1].

In the course of the work, laboratory studies were carried out, the properties of the drilling fluid and its effect on swelling clay rocks were studied. The feasibility of applying the complex action of the composition "Biopolymer + surfactant dimeric structure", which helps to reduce the filtration rate and the coefficient of friction of the washing fluid, has been experimentally confirmed. The studied drilling fluid system creates a thin elastic filter cake on the walls of the well, prevents the penetration of the drilling fluid into the rock matrix and avoids softening effects on the formation, thereby contributing to maintaining wellbore stability.

It is noted that the addition of a surfactant affects the decrease in the surface tension of the mud filtrate, which helps to maintain the reservoir properties of the reservoir. Therefore, the studied system of washing fluid can also be recommended as a fluid for opening the reservoir.

As a result of a comprehensive selection of reagents, an inhibitory washing fluid composition was obtained with a minimum filtration rate, high rheological characteristics, and a reduced friction coefficient, which minimizes the risk of talus and cavings in clayey unstable intervals.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ В КАЧЕСТВЕ ДОБАВКИ В ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

PROSPECTS OF CARBON MATERIALS USE AS AN ADDITIVE TO PLUGGING SLURRY FOR WELL CEMENTING

Ковальчук В.С., Николаев Н.И.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Kovalchuk V.S., Nikolaev N.I.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, тампонажная смесь, цементный камень, графит, углородные материалы, крепление скважин, графен.

После открытия графена в 2004 году в мире началась гонка за научно-техническое превосходство в различных отраслях промышленности [1]. Сегодня области применения углеродных материалов в бурении включают в себя повышение смазывающих свойств бурового раствора, создание антикоррозионных покрытий, цементирование скважин, армирование породоразрушающего инструмента, отделение воды от нефти, очистку от разливов нефти, заканчивание скважин и многое другое.

Трехмерная модификация углерода - графит может использоваться в качестве наноразмерного армирования цементного камня для улучшения его механических характеристик, герметичности и долговечности. Для оценки эффекта внедрения графитового материала в цементные растворы для крепления скважин были проведены экспериментальные исследования, результаты которых выявили сбалансированный рост свойств тампонажного раствора и камня при введении графита и его производных.

Анализ проведенных исследований за рубежом позволил заключить, что присутствие углеродных материалов улучшает поровую структуру цементирующей матрицы, увеличивает прочность на сжатие и изгиб по сравнению с чистым цементом. Согласно результатам исследований, текучесть нового гидрофобного и экологичного цементного раствора увеличивается, как и твердость цементного камня [2, 3]. Полученные авторами предварительные результаты лабораторных исследований реологических и физико-механических свойств цементного раствора и камня также свидетельствуют о необходимости продолжения экспериментов в этом направлении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Geim A.K., Novoselov K.S. 2007. The rise of graphene. Nature Materials 6(3): 183-191, doi: 10.1038/nmat1849.

2. Peyvandi A., Taleghani A.D., Soroushian P., Cammarata R. 2017. The Use of Low-Cost Graph-ite Nanomaterials to Enhance Zonal Isolation in Oil and Gas Wells SPE Annual Technical Con-ference and Exhibition, 9-11 October, San Antonio, Texas, USA doi: 10.2118/187105-MS.

3. Shawgi A. Chinedum P.E., Saeed S. 2018. Improvement in Cement Sealing Properties and In-tegrity Using Conductive Carbon Nano Materials: From Strength to Thickening Time SPE An-nual Technical Conference and Exhibition, 24-26 September, Dallas, Texas, USA doi: 10.2118/191709-MS

***

Key words: drilling wells, grouting mixture, cement stone, graphite, carbon materials, well fixing, graphene.

After the opening of graphene in 2004, the race for scientific and technical superiority began in the world [1]. Today applications of carbon materials in drilling include improving lubricating properties of drilling fluids, creating anti-corrosion coatings, cementing wells, reinforcing rock destruction tools, separating water from oil, cleaning of oil spills, well completion etc.

Three-dimensional carbon modification - graphite can be employed as a nano-scale reinforcement of the cement stone to enchance the mechanical characteristics, tightness and durability. To assess the effect of the introducing graphite material into cement mixtures for fixing wells, experimental studies were conducted. The results revealed a balanced increase in the properties of the cement slurry and stone by introduction of graphite and its derivatives.

The analysis of the scientific publications and patents allowed to conclude that the presence of carbon materials improves the pore structure of the cementing matrix, increases the compressive and bending strength in comparison with pure cement. According to the results, the fluidity of the new hydrophobic and environmentally friendly cement slurries increases, as well as the hardness of the cement stone [2, 3]. The preliminary results of laboratory studies of the rheological and physico-mechanical properties of cement slurry and stone obtained by the authors also indicate the need for further experiments in this direction.

REFERENCES

1. Geim A.K., Novoselov K.S. 2007. The rise of graphene. Nature Materials 6(3): 183-191, doi: 10.1038/nmat1849.

2. Peyvandi A., Taleghani A.D., Soroushian P., Cammarata R. 2017. The Use of Low-Cost Graph-ite Nanomaterials to Enhance Zonal Isolation in Oil and Gas Wells SPE Annual Technical Con-ference and Exhibition, 9-11 October, San Antonio, Texas, USA doi: 10.2118/187105-MS.

3. Shawgi A. Chinedum P.E., Saeed S. 2018. Improvement in Cement Sealing Properties and In-tegrity Using Conductive Carbon Nano Materials: From Strength to Thickening Time SPE An-nual Technical Conference and Exhibition, 24-26 September, Dallas, Texas, USA doi: 10.2118/191709-MS

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
MODERN APPROACH TO ISOLATION OF RESERVOIRS WITH ABNORMAL PRESSURES DURING DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

Кучин В.Н., Двойников М.В., Нуцкова М.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Kuchin V.N., Dvoynikov M.V., Nutskova M.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: водоизоляция, трудно-извлекаемые запасы, бурение скважин, осложнения, водопритоки, обводненность, вязкоупругие составы, технология бурения, лабораторные исследования, аномальные пластовые давления.

Современное состояние разработки большинства месторождений Западной Сибири характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, и вопросы ограничения водопритоков при добыче нефти приобретают все большую значимость.

Так, например, только на Самотлорском месторождении ежегодно извлекается 450 млн $м^3$ попутной воды [1].

Из приведенного примера видно, что снижение операционных затрат на добычу воды является весьма актуальной задачей, которая может решаться выполнением водоизоляционных работ в добывающих скважинах.

Высокое качество герметизации нефтяных и газовых скважин, снижение межпластовых перетоков остается важнейшим условием их эффективного использования, как долговременных сооружений. Применяемые при этом герметизирующие устройства должны позволять безаварийно проводить различные работы в скважине и обеспечивать выполнение технических, экологических и экономических требований.

Анализ научно-технической литературы в области ограничения водопритоков при добыче нефти, а также изоляции водоносных горизонтов при бурении и эксплуатации показывает, что снижается тенденция использования цементных растворов при проведении РИР, растет доля комплексных технологий и методов селективной изоляции, тем не менее, практически не уделяется внимание работам по предупреждению заколонных перетоков.

Для обеспечения работ, направленных на повышение эффективности заканчивания скважин в интервалах неконтролируемого притока, предлагается использовать в процессе бурения разработанный гидромеханический пакер (далее-пакер) с одновременным закачиванием блокирующей жидкости при первичном вскрытии аномального пласта [2].

Для эффективного применения пакера, при использовании параметров бурения заданной скважины, построены зависимости на основе формулы Дарси-Вейсбаха.

Корректировка гидродинамического давления и эквивалентной циркуляционной плотности осуществляется изменением механической скорости бурения, влияющей на концентрацию шлама в кольцевом пространстве и расходом промывочной жидкости.

На основании результатов анализа исследований были сделаны предварительные выводы, что применение технологии изоляции с использованием предлагаемого оборудования при постоянной скорости бурения, с изменением эффективной вязкости и одновременным регулированием зазора в кольцевом пространстве позволит обеспечить изоляцию водопроницаемого коллектора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Земцов Ю.В., Тимчук А.С., Акинин Д.В., Крайнов М.В. Ретроспективный анализ методов ограничения водопритоков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2014 – № 4 – С. 17-22.

2. Кучин В.Н., Цыгельнюк Е.Ю., Нуцкова М.В., Двойников М.В. Совершенствование технологии изоляции водопритоков при бурении в интервале аномальных пластовых давлений // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 4. – С. 51-58.

***

Key words: water-shut-off, stranded, drilling, complications, water influx, water content, viscoelastic compounds, the technology of drilling, laboratory studies, anomalous reservoir pressure.

The current state of development of most fields in Western Siberia is characterized by a high water cut of the extracted products, and the issues of limiting water inflows during oil production are becoming increasingly important. So, for example, 450 million m^3 of associated water is extracted annually only at the Samotlor field [1].

It can be seen from the above example that reducing operational costs for water production is a very urgent task that can be solved by performing waterproofing works in production wells.

High quality sealing of oil and gas wells, reduction of inter-reservoir flows remains the most important condition for their effective use as long-term structures. The sealing devices used in this case should allow accident-free carrying out various work in the well and ensure the fulfillment of technical, environmental and economic requirements.

An analysis of the scientific and technical literature in the field of limiting water inflows during oil production, as well as the isolation of aquifers during drilling and exploitation shows that the tendency to use cement mortars during R&D is decreasing, the proportion of complex technologies and methods of selective isolation is growing, however, practically no attention is paid attention to the prevention of behind-the-casing flows.

To ensure work aimed at improving the efficiency of well completion in the intervals of uncontrolled inflow, it is proposed to use the developed hydromechanical packer (hereinafter referred to as the packer) with the simultaneous injection of blocking fluid during the initial opening of the abnormal formation [2].

For the effective use of the packer, using the parameters of drilling a given well, dependencies based on the Darcy-Weisbach formula are constructed.

Correction of hydrodynamic pressure and equivalent circulation density is carried out by changing the mechanical drilling speed, which affects the concentration of cuttings in the annular space and the flow rate of the flushing fluid.

Based on the results of the research analysis, preliminary conclusions were made that the use of insulation technology using the proposed equipment at a constant drilling speed, with a change in the effective viscosity and at the same time adjusting the gap in the annular space, will allow the isolation of a permeable reservoir.

REFERENCES

1. Zemtsov Yu.V., Timchuk A.S., Akinin D.V., Krainov M.V. Retrospective analysis of methods applied for water inflows limiting, prospects of further development in the Western Siberia // Oilfield Engineering. – 2014 – № 4 – pp. 17-22.

2. Kuchin V.N., Tsygelnyuk E.Yu., Nutskova M.V., Dvoynikov M.V. Development of water influx isolation technologies during drilling in the range of abnormal reservoir pressures // Neftegazovoye delo – 2018. – T. 16. – № 4. – pp. 51-58.

ВЛИЯНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ РАСТВОРА НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВОГО РАСТВОРА
EFFECT OF THE SOLID PHASE'S FRACTIONAL COMPOSITION ON THE FILTRATION CHARACTERISTICS OF THE DRILLING MUD

Леушева Е.Л., Моренов В.А.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Leusheva E.L., Morenov V.A.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: кольматант, буровой раствор, показатель фильтрации, утяжелитель.

Фильтрация бурового раствора один из важнейших параметров бурового раствора особенно при вскрытии продуктивных пластов. Снижение фильтрационных характеристик позволяет уменьшить зону проникновения как твердой так жидкой фазы в пласт. Изучение влияния фракционного состава утяжелителя - кольматанта на показатель фильтрации позволит выбрать оптимальный состав твердой фазы в составе бурового раствора. В работе представлены исследования показателя статической фильтрации бурового раствора с добавками различных утяжелителей кольматантов. Полученный результат свидетельствует, что интенсивное снижение показателя фильтрации наблюдается при введении в раствор карбоната кальция со средним размером частиц до 50 мкм. Дальнейшие исследования необходимо направить на изучение показателя динамической фильтрации, возможности "смешивания" различных фракций в составе одного раствора и оценки их влияния на показатель фильтрации.

***

Key words: bridging agent, drilling mud, filtration rate, weighting agent.

Filtration of the drilling mud is one of it's most important parameters, especially when drilling-in producing formation. Decrease of filtration characteristics allows reducing both solid and liquid phases's penetration zone into the formation. The study of the effect of the weighting-bridging agent's fractional composition on the filtration rate allows selecting of optimal composition of the solid phase in the the drilling mud. This paper presents studies of the static filtration rate of drilling mud with addition of various weighting-bridging agents. The obtained result indicates that an intensive decrease in the filtration rate is observed at calcium carbonate's introduction into the solution with an average particle size of up to 50 μm. Further studies should be directed to investigate the dynamic filtration rate, the possibility of "mixing" of various fractions in the composition of one solution and the evaluation of their influence on the filtration rate.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ РЕЛЕВАНТНЫЕ СОЛЕСТОЙКИЕ ЭМУЛЬСИИ ТИПА «МАСЛО В ВОДЕ» ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ENVIRONMENTALLY RELEVANT OIL-IN-WATER SALT-RESISTANT EMULSIONS FOR OIL AND GAS WELL CONSTRUCTION

Мазыкин С.В., Ноздря В.И., Беленко Е.В., Полищученко В.П.
ООО «Сервисный Центр СБМ», ООО «НПК «Спецбурматериалы»
Mazykin S.V., Nozdrya V.I., Belenko E.V., Polyschuchenko V.P.
LLC «Service center SBM», LLC «NPK Special Drilling Materials»

Ключевые слова: буровой раствор, эмульсия, поверхностно-активное вещество, жирные кислоты, растительное масло, эмульгатор, дисперсионная среда, окружающая среда, экологическая безопасность.

В настоящее время, в связи с исчерпанием легкоизвлекаемых запасов углеводородов, основные объемы бурения нефтяных и газовых скважин производятся в жестких горно-геологических условиях. Наиболее технологически совершенной системой являются буровые растворы на углеводородной основе (РУО), представляющие собой водно-углеводородные эмульсии инверного типа. В процессе эксплуатации были выявлены недостатки, ограничивающие применение РУО: экологическая несовместимость РУО и отходов бурения (бурового шлама, буровых сточных вод) с окружающей средой, так как в состав РУО входят углеводороды и соли, относящиеся к 3 классу опасности.

Таким образом, актуальной задачей является разработка структурированных экологически безопасных эмульсионных составов типа «масло в воде» для бурения, освоения и глушения нефтяных и газовых скважин устойчивых при насыщении водной фазы минеральными солями. Для применения в природоохранных зонах разрабатываемые составы должны использовать в качестве масляной фазы продукты растительного происхождения: триглицериды и алкиловые эфиры на их основе. Устойчивость прямой эмульсии, представляющей собой микродисперсную масляную фазу (МФ) (с кислотным числом 80 мг(KOH)/г), распределенную в пресной воде, достигает максимума в интервале pH = 9 – 9,5, соответствующем наибольшей степени электростатической защиты. В отсутствие эмульгирующего ПАВ устойчивость эмульсии МФ, диспергированной в водной фазе, весьма низкая. Капли масляной фазы в прямых эмульсиях необходимо стабилизировать добавкой неионных оксиэтилированных поверхностно-активных веществ (НПАВ). Сочетание электростатического фактора стабилизации эмульсий за счет наличия на поверхности мицелл отрицательно заряженных карбоксилатных групп и сорбционно-сольватного защитного эффекта гидратированных адсорбционных слоев НПАВ позволяет создать достаточный потенциальный энергетический барьер, увеличивающий полупериод жизни масляной капли до нескольких лет.

Установлено, что для повышения устойчивости прямых эмульсий и расширения температурного диапазона их применения следует повысить коэффициенты стерической и энтропийной устойчивости системы. Дополнительная солюбилизация полярных маслорастворимых компонентов (жирные кислоты и эфиры растительных масел) приводит к развитию коалесценции и понижению температуры инверсии фаз (ТИФ) эмульсии. Напротив, введение в эмульсию многоатомных спиртов (триэтиленгликоль, пропиленгликоль, глицерин) обеспечивает умеренный рост ТИФ в результате реализации гидротропного эффекта.

На основе проведенных исследований была разработана технологически эффективная эмульсионная система «GreenMud», все компоненты которой являются экологически безопасными и широко используются в косметической и сельскохозяйственной отраслях промышленности.

***

Key words: drilling mud, emulsion, surfactant, fatty acids, vegetable oil, emulsifier, dispersion medium, environment, environmental safety.

Currently, due to the exhaustion of easily recoverable hydrocarbon reserves, the main volumes of oil and gas drilling are carried out in harsh mining and geological conditions. The most technologically advanced system is hydrocarbon-based drilling muds (HBM), which are water-hydrocarbon emulsions of the invert type. In the process of operation, shortcomings were identified that limit the use of ore: environmental incompatibility of ORE and drilling waste (drilling sludge, drilling waste water) with the environment, as the composition of ORE includes hydrocarbons and salts belonging to the 3rd class of danger.

Thus, an urgent task is to develop structured environmentally friendly emulsion compositions of the "oil in water" type for drilling, development and silencing of oil and gas wells resistant to saturation of the water phase with mineral salts. For use in protected areas, the developed formulations should use vegetable products as the oil phase: triglycerides and alkyl esters based on them. The stability of the direct emulsion, which is a microdispersed oil phase (OPh) (with an acid number of 80 mg (KOH)/g), distributed in fresh water, reaches a maximum in the pH = 9 - 9.5, corresponding to the highest degree of electrostatic protection. In the absence of an emulsifying surfactant, the stability of the OPh emulsion dispersed in the aqueous phase is very low. Drops of the oil phase in direct emulsions must be stabilized by the addition of nonionic oxyethylated surfactants (NSf). The combination of the electrostatic factor of stabilization of emulsions due to the presence of negatively charged carboxylate groups on the surface of micelles and the sorption-solvate protective effect of hydrated adsorption layers of NSf allows to create a sufficient potential energy barrier that increases the half-life of the oil drop to several years.

It is established that in order to increase the stability of direct emulsions and expand the temperature range of their application, it is necessary to increase the coefficients of steric and entropic stability of the system. Additional solubilization of polar oil-soluble components (fatty acids and esters of vegetable oils) leads to the development of coalescence and a

decrease in the phase inversion temperature (PIT) of the emulsion. On the contrary, the introduction of polyatomic alcohols (triethylene glycol, propylene glycol, glycerin) into the emulsion provides a moderate growth of PIT as a result of the hydrotropic effect.

On the basis of the conducted researches the technologically effective emulsion system «GreenMud» was developed, all components of which are ecologically safe and are widely used in cosmetic and agricultural industries.

ТЕХНОЛОГИИ ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ БУРЕНИЯ
DRILLING WASTE MANAGEMENT TECHNOLOGIES

Мазыкин С.В., Ноздря В.И., Бызов А.Ю.
ООО «Сервисный Центр СБМ», ООО «НПК «Спецбурматериалы»
Mazykin S.V., Nozdrya, V. I., Byzov A.Y.
LLC «Service center SBM», LLC «NPK Special Drilling Materials»

Ключевые слова: бурение скважин, отходы бурения, окружающая среда.

В настоящее время развитие нефтегазодобывающего комплекса стимулирует рост объемов буровых работ, что, в свою очередь, не может не оказывать негативного влияния на все компоненты окружающей среды объектов недропользования. Наибольшему техногенному воздействию в процессе строительства скважин подвергаются природные экосистемы на территориях хранения и складирования отходов бурения, что является следствием несовершенства существующих технологий очистки и утилизации отходов бурения.

Таким образом, актуальной задачей ООО «Сервисный Центр СБМ» является разработка структурированных экологически безопасных технологий по обращению с отходами при строительстве нефтяных и газовых скважин. В рамках реализации производственных задач общество преследует следующие цели:

- Интегрированный подход в области буровых растворов и утилизации;
- Полный сбор и изоляция отходов бурения, образующихся в процессе строительства скважин;
- Оптимизация образования отходов бурения;
- Переработка отходов бурения с получением экологически чистого строительного материала;
- Снижение негативного антропогенного воздействия на окружающую среду;
- Улучшение экологического состояния территорий;
- Сокращение площадей под захоронение и накопление отходов бурения;
- Внедрение и совершенствование новейших технологий и оборудования;
- Вовлечение полезного продукта в производственные цели заказчика.

В докладе рассматриваются следующие технологические процессы по обращению с отходами бурения, которые применяются при проектировании и реализации производственных объектов ООО «Сервисный Центр СБМ»:

- Утилизация отходов (метод отверждения);
- Обезвреживание отходов (метод термической деструкции);
- Безопасная изоляция отходов в глубокозалегающие подземные горизонты (предварительно подготовленная пульпа закачивается под давлением в пласт, надежно изолированный от водоносных и продуктивных горизонтов).

Размещение отходов в подземных резервуарах (объем отходов направляется в подземный резервуар, вмещающие породы которого имеют отрицательную температуру. По истечении времени отходы переходят в твердомерзлое состояние, составляя общий монолит с природным массивом).

***

Key words: well drilling, drilling waste, environment.

Currently, the development of the oil and gas complex stimulates the growth of drilling operations, which, in turn, cannot but have a negative impact on all components of the environment of subsoil use facilities. Natural ecosystems in the areas of storage and storage of drilling waste are exposed to the greatest technogenic impact during the construction of wells, which is a consequence of the imperfection of existing technologies for cleaning and disposal of drilling waste.

Thus, the actual task of LLC «Service center SBM» is the development of structured environmentally friendly technologies for waste management in the construction of oil and gas wells. As part of the implementation of production objectives the company pursues the following objectives;

- Integrated approach in the field of drilling fluids and disposal;
- Complete collection and isolation of drilling waste generated during well construction;
- Optimization of drilling waste generation;
- Recycling drilling waste to produce environmentally friendly building material;
- Reduction of negative anthropogenic impact on the environment;
- Improvement of ecological condition of territories;
- A reduction in the area under the disposal and accumulation of drilling waste;
- Introduction and improvement of the latest technologies and equipment;
- Involvement of the useful product in the production goals of the customer.

The report discusses the following technological processes for the treatment of drilling waste, which are used in the design and implementation of production facilities of LLC «Service center SBM»:

- Waste disposal (curing method);
- Waste disposal (thermal destruction method);
- Safe isolation of waste into deep underground horizons (pre-prepared pulp is pumped under pressure into the reservoir, which is reliably isolated from aquifers and productive horizons).

Placement of waste in underground tanks (the volume of waste is sent to an underground tank, the containing rocks of which have a negative temperature. At the end of time, the waste passes into a frozen state, forming a common monolith with the natural massif).

РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРЦЕМЕНТНЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ
THE DEVELOPMENT OF POLYMERCEMENT GAS-LIQUID CEMENT MIXTURES

Мерзляков М.Ю., Страупник И.А., Никитина А.А.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Merzlyakov M.Y., Straupnik I.A., Nikitina A.A.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: крепление скважин, газожидкостные тампонажные смеси, полимерцементы, сложные горно-геологические условия.

В современных условиях растет потребность в разработке новых тампонажных смесей и технологий их применения для обеспечения качественного крепления скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных наличием аномально низких пластовых давлений, зон поглощений или многолетнемерзлых пород. Одним из наиболее эффективных решений отмеченной задачи является использование газожидкостных тампонажных смесей (ГЖТС). Данные тампонажные смеси обладают уникальными свойствами за счет своей особой структуры. Прежде всего, необходимо отметить, что ГЖТС имеют малую плотность (до 360 кг/м^3) и низкую теплопроводность (около 0,25-0,7 Вт/(м°С)) [1]. Помимо этого, стоит также подчеркнуть их высокую кольматирующую (закупоривающую) способность, несущественную водоотдачу, более значительную способность вытеснять находящийся в скважине буровой раствор по сравнению с обычными тампонажными смесями.

Сформированный из ГЖТС цементный камень имеет высокие механические характеристики, проявляющиеся в их большой эластичности, сжимаемости и устойчивости к возникающим переменным нагрузкам. Нарушение целостности структуры камня, вызванное температурными колебаниями или циклическими нагрузками под действием изменяющегося гидростатического давления в скважине, можно избежать путём использования ГЖТС, пористая структура которых позволяет предупредить развитие трещин по всему объему камня [2]. Таким образом, снижаются риски возникновения осложнений и аварий и повышаются сроки службы скважин. Тем не менее, цементный камень, образуемый ГЖТС, обладает более низкими значениями прочности и адгезии. Отчасти данные недостатки могут быть устранены путём введения в состав ГЖТС полимеров, способных улучшить механические свойства

цементного камня. В качестве полимерных вяжущих предполагается использовать различные смолы, латексы на основе синтетических каучуков и т.п.

Планируемые исследования будут направлены на разработку новых легких тампонажных смесей, содержащих полимеры, для создания качественной изоляции затрубного пространства скважин в сложных горно-геологических условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Merzliakov, M.Y. Improving the efficiency of well cementing in permafrost regions by using gas-liquid cement mixtures / M.Y. Merzliakov, A.V. Podoliak // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – I. 9. – V. 12. – P. 1879-1882.

2. Щербаков, Д. В. Существующие проблемы при цементировании скважин / Д. В. Щербаков // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3. – С. 41-45.

***

Key words: well lining, gas-liquid cement mixtures, polymercement, difficult geological conditions.

In our days, there is an increasing need to develop new cement mixtures and technologies for their application to ensure high-quality of wells lining in difficult geological conditions, due to the presence of abnormally low reservoir pressures, absorption zones or permafrost. One of the most effective solutions is the use of gas-liquid cement mixtures (GLCM).

GLCM have unique properties due to their specific structure. First of all, it is important to notice that GLCM have low density (less than 360 kg/m^3) and low thermal conductivity (0,25…0,7 W/(m·K) [1]. On the other hand, this liquids have high colmatation (clogging) ability, insignificant water loss and greater ability to displace drilling fluid in the well compared to conventional cement mixtures.

The cement stone formed from GLCM has high mechanical characteristics, manifested in their great elasticity, compressibility and resistance to emerging variable loads. The destruction of the stone structure integrity caused by temperature fluctuations or cyclic loads under the influence of changing hydrostatic pressure in the well can be avoided by using GLCM. Theirs porous structure prevents the development of fractures throughout the volume of the stone [2]. So, the risks of complications and accidents are reduced and the well life time is increased.

However, cement stone formed by GLCM has lower strength and adhesion values. In part, these shortcomings can be eliminated by including polymers into the composition of GLCM. These polymers are capable of improving the mechanical properties of cement stone. It is possible to use different resins, synthetic rubber latexes, etc. as polymer binders.

The planned research will be aimed at the development of new light cement mixtures containing polymers to create high-quality isolation of the well annular space in difficult geological conditions.

REFERENCES

1. Merzliakov, M.Y. Improving the efficiency of well cementing in permafrost regions by using gas-liquid cement mixtures / M.Y. Merzliakov, A.V. Podoliak // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – I. 9. – V. 12. – P. 1879-1882.

2. Shcherbakov, D. V. Sushchestvuyushchie problemy pri cementirovanii skvazhin / D. V. Shcherbakov // Oil. Gas. Novation. – 2013. – № 3. – P. 41-45.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ ХИМРЕАГЕНТЫ И БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ
ENVIRONMENTALLY FRIENDLY CHEMICALS AND DRILLING FLUIDS

Мойса Ю.Н.
ООО «НПО «Химбурнефть»
Moisa Yu.N.
NPO Khimburneft LLC

Ключевые слова: органоминеральное ингибирование глин, скорость увлажнения, буровой раствор на водной основе, скин-фактор, относительна продуктивность.

ООО «НПО «Химбурнефть» разработаны и промышленно выпускаются экологически безопасные смазочные добавки серии «ФК-2000» и органические ингибиторы глин серии «ХБН» для буровых растворов на водной основе. Физико-химические свойства химреагентов измеряли в соответствии ГОСТ Р 56946-2016 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов». С применением указанных химреагентов приготовлены экологически безопасные биополимерные буровые растворы «HBN BIO PRO» органоминерального ингибирования («ХБН» + KCl) и «HBN NC PRO» на основе азотного удобрения - нитрата кальция («ХБН» + $Ca(NO_3)_2$) [1, 2]. Оценку и оптимизацию ингибирующих свойств химреагентов и буровых растворов проводили в соответствии с РД 39-2-813 ВНИИКРнефть по показателю $П_0$ (см/час) - скорости увлажнения глины. Ингибирующие свойства химреагентов и буровых растворов в сравнении 3% водным раствором KCl представлены в таблице.

№	Предмет тестирования, T = 20 °C	Время теста, час	$П_0$, см/час
1.	3% KCl (контрольный тест)	4	0,96
2.	5% «ХБН»	4	1,76
3.	5% «ХБН Плюс»	4	1,33
4.	«HBN BIO PRO» 1050 кг/м3	4	0,95 - 1,15
5.	«HBN NC PRO» 1420 кг/м3	4	0,10 - 0,43

Результаты анализа качества сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта в соответствии РД 39-0147001-742-92 на примере прямых керновых испытаний

и расчета показателей Rф, S и относительной продуктивности (ОП) применительно к пласту Турнейского яруса Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть» при использовании «HBN NC PRO» показывают, что при продолжительности вскрытия пласта за первые и на 20 сутки радиус фильтрации составляет от 0,306 до 1,295 м, скин-фактор увеличивается от 0,015 до 0,029, а относительная продуктивность снижается всего от 0,998 до 0,995.

Экологически безопасные химреагенты серии «ХБН», «ФК-2000» и буровые растворы: «HBN BIO PRO» и «HBN NC PRO» обеспечивают минимальное негативное воздействие на гидролитосферу и продуктивные пласты нефтегазовых месторождений для успешного стабильного развития топливо-энергетического комплекса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Бурыкин А.Н., Миненков В.М., Мищенко В.И., Мойса Ю.Н. / Практическое руководство по промывке и цементированию нефтяных и газовых скважин /Краснодар: Просвещение-Юг, 2015. С.47-55

2. Мойса Ю.Н., Шишкин В.А., Макаров А.Н. / Высокоингибирующие биополимерные буровые растворы серии «HBN BIO PRO» для бурения в сложных горно-геологических условиях / Научно-технический журнал "Нефть.Газ.Новации." 2017. №11, С.44-48.

***

Key words: organically mineral inhibition of clay, wetting rate, water-based drilling fluid, skin-factor, relative productivity.

Khimburneft has developed and manufactures environmentally friendly products: series of lubricants named FK-2000 and organic inhibitors of clay HBN and HBN Plus for water-based drilling fluids. Physico-chemical properties of products were measured in accordance with State standard (GOST R 56946-2016) «Oil and gas industry. Drilling Fluid Materials». Based on these chemical products, an environmentally friendly biopolymer drilling fluid called HBN BIO PRO capable to inhibit clays, which contains HBN and KCl, and drilling fluid HBN NC PRO, based on nitrogen fertilizer - calcium nitrate $Ca(NO_3)_2$ and HBN [1, 2], were made. Quality control of inhibitory properties of products and drilling fluids were carried out in accordance with standard of Scientific Research Institute VNIIKRneft (RD 39-2-813) by $П_0$ index (cm/h) - the clay-moistening rate. Table 1 shows inhibitory properties of products and drilling fluids compared to 3% water solution of KCl.

№	Subject of testing, T = 20 °C	Testing time, hour	$П_0$, cm/h
1	3% KCl (control test)	4	0,96
2	5% «HBN»	4	1,76
3	5% «HBN Plus»	4	1,33
4	«HBN BIO PRO» 1050 kg/m^3	4	0,95 - 1,15
5	«HBN NC PRO» 1420 kg/m^3	4	0,10 - 0,43

According to standard (RD 39-0147001-742-92) direct core tests of the Turneiskiy layer of the Romashkinskoye field of Tatneft were carried out using HBN NC PRO solution. The quality of preservation of the reservoir properties of the field was estimated by indicators Rф, S and relative productivity. Tests have shown that during the period of opening the formation on first and on 20 day the filtration radius increased from 0.306 to 1.295 m, the skin factor increased from 0.015 to 0.029, but the relative productivity decreased only from 0.998 to 0.995.

The environmentally friendly chemicals HBN, HBN Plus, FK-2000 series and drilling fluids: HBN BIO PRO and HBN NC PRO provide minimal negative impact on the hydrolyte sphere and productive formations of oil and gas fields, ensuring sustainable development of the fuel and energy complex.

REFERENCES

1. Bulatov A.I., Burykin A.N., Minenkov V.M., Mishchenko V.I., Moisa Y.N. / A practical guide for washing and cementing oil and gas wells / Krasnodar: Prosveschenie-Yug, 2015. pp.47-55.

2. Moysa Y.N., Shishkin V.A., Makarov A.N. / Highly inhibiting biopolymer drilling fluids HBN BIO PRO for drilling in difficult geological conditions / Scientific and technical journal "Oil. Gas. Innovations." 2017. No. 11, pp. 44-48.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА КАРБОНАТНЫХ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ НА РЕОЛОГИЮ БЕЗГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

INVESTIGATION OF THE FRACTIONAL COMPOSITION INFLUENCE OF THE CARBONATE WEIGHTING AGENTS ON THE RHEOLOGY OF THE CLAYLESS DRILLING FLUIDS

Моренов В.А., Алиханов Н.Т.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Morenov V.A., Alihanov N.T.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: кольматант, буровой раствор, реологические параметры, утяжелитель.

В работе рассматривается вопрос снижения влияния компонентов безглинистого бурового раствора на фильтрационные параметры продуктивного пласта. В состав таких растворов в качестве утяжеляющей и кольматирующей добавки часто добавляют карбонат кальция различных фракций. Принято считать, что утяжелители - кольматанты достаточно инертные вещества и их добавка не влияет на реологические параметры буровых растворов.

На основании вышесказанного была проведена оценка влияния фракционного состава карбонатных утяжелителей на структурно-реологические параметры биополимерного бурового раствора, применяемого для бурения продуктивных пластов. В ходе исследования оценивались шесть видов карбонатных утяжелителей средним размером частиц от 5 до 150 мкм. Построены реологические кривые и дана оценка полученным результатам. Также рассмотрены четыре метода по подбору фракционного состава кольматантов.

***

Key words: bridging agent, drilling mud, rheological properties, weighting agent.

The article considers the issue of reducing the influence of clayless mud components on the filtration parameters of the reservoir. In the composition of such solutions, calcium carbonate of various fractions is often added as a weighting and colmatizing additive. It is generally accepted that weighting bridging agents are sufficiently inert substances and their addition does not affect the rheological parameters of drilling fluids.

Assessment of the fractional composition effect of carbonate weighting agents on the structural-rheological parameters of the biopolymer drilling mud used for drilling productive reservoirs was made in the paper. Six types of carbonate weighting agents with an average particle size of 5 to 150 μm were evaluated during the study. Rheological curves were constructed and the obtained results are analyzed. Also reviews four main methods for selecting fractional composition of the weighting agents.

ВЛИЯНИЕ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ НА ИХ КОРРОЗИОННОСТОЙКОСТЬ И ПРОЧНОСТНЫЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ
INFLUENCE OF SPECIFIC SURFACE OF GROUTING CEMENTS ON THEIR CORROSION RESISTANCE AND STRENGTH AND CHARACTERISTICS

Николаев Н.И., Жапхандаев Ч.А.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Nikolaev N.I., Zhapkhandaev Ch.A.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: цементный камень, пористость, тонкость помола, удельная поверхность, прочность, коррозия.

На сегодняшний день существует ряд нерешенных проблем, связанных с особенностями цементирования скважин, в разрезе которых присутствуют сероводородсодержащие горные породы.

Проведенный анализ научных работ позволил установить, что в условиях сероводородной агрессии можно использовать определенный ассортимент тампонажных материалов: глиноземистый цемент, известково-кремнеземистую смесь, полимерцементные системы, коррозионностойкие материалы, облегченные (ЦТОК) и

утяжеленные (ЦТУК), шлакопесчаные смеси совместного помола (ШПЦС, УШЦ, ОШЦ). Стойкость цементного камня от коррозии главным образом зависит от химической стойкости его компонентов по отношению к корродирующему агенту.

Одной из основных характеристик цементного камня определяющих его прочность и стойкость к воздействиям коррозии, является тонкость помола цемента. Численное представление тонкости помола цемента выражается через понятие удельной поверхности цемента – суммарная внешняя поверхность частиц в одном грамме цемента ($см^2/г$). Следовательно, удельная поверхность больше, чем больше тонкость помола цемента. Увеличение тонкости помола увеличивает плотность и уменьшает общую пористость цементного камня. Уменьшение пористости способствует увеличению коррозионной стойкости цементного камня. Но необходимо учесть один факт, что при достижении определенного значения удельной поверхности прочность камня может упасть.

Тонкость помола – важнейшее свойство цемента, поэтому ее следует тщательно контролировать поскольку она влияет на скорость твердения, водоцементное соотношение, контракцию, коррозионную стойкость и прочность.

Таким образом, на данный момент нет определенно точного подхода к решению проблемы сероводородной коррозии цементного камня. Это связано, в первую очередь с тем, что нет однозначных выводов о механизме и последствиях этого вида коррозии. Очевидно, что основным способом повышения качества цементирования скважин является изменение свойств тампонажного раствора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С./ Долговечность тампонажного камня в коррозионноактивных средах.- СПб.: ООО «Недра», 2005.-318с.

2. Вороник А.М., Каменских С.В., Уляшева Н. М. /Исследование технологических свойств и параметров облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море 2/2018 29-35с.

3. Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А./Крепление высокотемпературных скважин в коррозионноактивных средах.- М.: Недра, 1987. 190 с.

***

Key words: cement stone, porosity, fineness of grinding, specific surface, strength, corrosion.

To date, there are a number of unresolved problems associated with the peculiarities of well cementing, in the context of which hydrogen sulfide-containing rocks arise.

The analysis of scientific works allowed to establish that in the conditions of hydrogen sulfide aggression it is possible to use a certain range of plugging materials: alumina cement, lime-silica mixture, corrosion-resistant materials, light and weighted, slag-sand mixture of joint grinding. In some cases, allowed to use plugging Portland cement, resistant to sulfate corrosion, grade G (ptst I-G CC-1) and H (ptst I-H CC-1), having high strength

characteristics. Resistance of cement stone from corrosion mainly depends on chemical resistance of its components in relation to the corroding agent.

One of the main characteristics of cement stone determining its strength and resistance to corrosion is the fineness of grinding cement. A numerical representation of the fineness of cement grinding is expressed through the concept of the specific surface of cement - the total external surface of the particles in one gram of cement (cm^2 / g). Consequently, the specific surface is greater, the greater the fineness of the grinding of cement. Increasing the fineness of grinding increases the density and reduces the overall porosity of the cement stone. The decrease in porosity increases the corrosion resistance of the cement stone. But it is necessary to take into account one fact that when a certain value of the specific surface is reached, the strength of the stone can fall.

Thus, at the moment there is no definitely accurate approach to solving the problem of hydrogen sulfide corrosion of cement stone. This is primarily due to the fact that there are no unambiguous conclusions about the mechanism and consequences of this type of corrosion. It is obvious that the main way to improve the quality of well cementing is to change the properties of the grouting solution.

REFERENCES

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С./ Долговечность тампонажного камня в коррозионноактивных средах.- СПб.: ООО «Недра», 2005.-318с.
2. Вороник А.М., Каменских С.В., Уляшева Н. М. /Исследование технологических свойств и параметров облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море 2/2018 29-35с.
3. Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А./Крепление высокотемпературных скважин в коррозионноактивных средах.- М.: Недра, 1987. 190 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ
ENVIRONMENTALLY SAFE DRILLING FLUIDS ON A NON-AQUEOUS BASIS

Ноздря В.И.[1], Мазыкин С.В.[2], Полищученко В.П.[2], Беленко Е.В.[2]

[1]ООО «НПК Спецбурматериалы», Жуковский

[2]ООО «Сервисный Центр СБМ», Москва,

Nozdria V.I.[1], Mazykin S.V.[2], Polishychenko V.P.[2], Belenko E.V.[2]

[1]LLC «NPK Special Drilling Materials», Zhukovsky

[2]LLC service center SBM, Moscow,

Ключевые слова: безамбарное бурение, системы на неводной основе, полный рециклинг.

Важным технологическим решением по сокращению сроков строительства скважин и снижению объемов образовавшихся отходов бурения является внедрение

безводных систем буровых растворов в комплексе с безамбарным бурением и полным рециклингом растворов.

Компания ООО «Сервисный Центр СБМ» применяет линейку систем буровых растворов на не водной основе «Полиэконол Флора», «Полибур Турбо», «Полиэмульсан». Данные системы максимально полно отвечают экологическим и технологическим требованиям для повышения качества строительства и минимальному воздействию на окружающую среду. Экологическая безопасность основ данных систем позволили широко применять данные системы в комплексе с регенерацией и переработкой отходов бурения.

Система бурового раствора «Полиэконол Флора» разработана для бурения скважин на Чаяндинском НГКМ и представляет собой безводную систему на основе метиловых эфиров жирных кислот, полиспиртов. Применение данной системы позволил существенно снизить количество осложнений, вызванных поглощениями и сократить плановое время бурения на 15 суток. горизонтальных скважин с отходом до 2000 м. В настоящее время на системе Полиэконол Флора пробурено свыше 200 горизонтальных скважин.

Система бурового раствора «Полибур Турбо» разработан для бурения скважин Ковыктинского месторождения и представляет собой безводную систему на основе комплекса метиловых эфиров жирных кислот и альфа олефинов. «Полибур Турбо» позволяет реализовать бурение в условиях с низкими коэффициентами аномальности, имеет значительный ресурс по утяжелению, поступлению рапы, устойчива к сероводородной агрессии и многократно повторно использоваться на последующих скважинах.

Система «Полиэмульсан» представляет собой эмульсию второго рода на основе минерального и синтетического масел. На отдельных объектах «РН-Юганскнефтегаз» в качестве основы системы «Полиэмульсан» применяется синтетическое масло Driltec B2 с кинематической вязкостью менее 2 сСт. Применение системы «Полиэмульсан» в комплексе с полным рециклингом позволяет достигать рекордных скоростей строительства скважин.

Так с использованием системы «Полиэмульсан» пробурена горизонтальная скважина 6116г Салымского месторождения с забоем 3643м за рекордные 7,79 суток, достигнута коммерческая скорость 14029м/ст.мес.

Таким образом использование комплексного подхода по использованию новых систем буровых растворов на безводной основе их экологическую адаптацию, использование полного рециклинга и схем переработки отходов бурения в целевые продукты.

***

Key words: tubeless drilling, non-water based systems, full recycling.

An important technological solution to reduce the time of construction of wells and reduce the volume of drilling waste is the introduction of anhydrous drilling fluid systems in combination with tubeless drilling and complete recycling of solutions.

The company «Service center SBM» applies a line of drilling fluid systems on a non-aqueous basis «Polyekonol Flora», «Polybur Turbo», «Polyemulsan». These systems fully meet the environmental and technological requirements to improve the quality of construction and minimal impact on the environment. The environmental safety of the foundations of these systems made it possible to widely use these systems in conjunction with the regeneration and processing of drilling waste.

The drilling fluid system «Polyeconol flora» is designed for drilling wells at the chayandinsky NGKM and is an anhydrous system based on methyl esters of fatty acids, polyalcohols. The use of this system allowed to significantly reduce the number of complications caused by absorption and reduce the planned drilling time by 15 days. horizontal wells with waste up to 2000 m. Currently, more than 200 horizontal wells have been drilled in the Polyeconol Flora system.

The drilling mud system «Polybur Turbo» is designed for drilling wells of Kovykta field and is an anhydrous system based on a complex of methyl esters of fatty acids and alpha olefins. «Polyburr Turbo» allows drilling in conditions with low anomaly coefficients, has a significant resource for weighting, brine intake, is resistant to hydrogen sulfide aggression and repeatedly reused on subsequent wells.

System «Polyemulan» is an emulsion of the second kind on the basis of mineral and synthetic oils. Synthetic oil Driltec B2 with kinematic viscosity less than 2 cSt is used as the basis of the Polyemulsan system at separate facilities of RN-Yuganskneftegaz. The use of the «Polyemulsan» system in combination with full recycling allows to achieve record speeds of well construction. Thus, with the use of the «Polyemulsan» system, a horizontal well 6116g of the Salym field with a face of 3643m was drilled for a record 7.79 days, a commercial speed of 14029m / MES was achieved.

Thus, the use of an integrated approach to the use of new systems of drilling fluids on anhydrous basis, their environmental adaptation, the use of full recycling and recycling schemes of drilling waste into target products.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ
ENVIRONMENTALLY SAFE TECHNOLOGICAL COMPOSITIONS FOR WELL CONSTRUCTION AND WORKOVER OPERATIONS IN COMPLICATED CONDITIONS

Ноздря В.И., Мартынов Б.А., Степанович А.П., Бутко И.А.
ООО «НПК Спецбурматериалы», Жуковский
Nozdrya V.I., Martynov B.A., Stepanovich A.P., Butko I.A.
LLC «NPK Special Drilling Materials», Zhukovsky

Ключевые слова: технологические жидкости заканчивания, осложнения, глушение, поглощение, рапопроявление, быстросхватывающиеся составы, тампонажные материалы, водонабухающие составы.

В докладе приводятся основные технологические характеристики экологически безопасных составов и рабочих жидкостей, разработанных в ООО «НПК Спецбурматериалы» для решения актуальных задач при строительстве и ремонте нефтегазовых скважин.

Для решения проблем глушения скважин в условиях АНПД на поздней стадии разработки месторождений предлагается в качестве жидкостей глушения (в т.ч. в качестве блокирующих составов) использовать Полиаэрогель. Составы на основе Полиаэрогеля представляют собой высокодисперсные системы, включающие пузырьки газа, погруженные в раствор полимерного геля, имеющие широкий спектр размеров от коллоидных до 1 мм.

Технологическая жидкость Полиэконол Аква ТР представляет собой малоплотную безглинистую суспензию на водной основе с дисперсной фазой в виде торфо-щелочного реагента ПолиТЩР.

Технологическая жидкость Поликоррект предназначена для испытания, освоения и глушения нефтегазовых скважин, пробуренных с использованием, как водных, так и неводных растворов. Состав Поликоррект характеризуется отсутствием твердой фазы в растворах и низким межфазным натяжением, что позволяет сохранять исходные ФЕС пород-коллекторов.

Технологическая жидкость на основе Полидегидрат представляет собой состав с регулируемой плотностью (1,0 – 1,1 г/см^3), который предназначен для производства работ по глушению, освоению скважин при низких температурах окружающей среды, обеспечивает предупреждение возникновения и ликвидацию гидратных образований в скважинах, а также технологичность работ.

***

Key words: completion fluids, workover fluids, complication in the course of drilling, killing, lost circulation, brine ingress, quick-setting compositions, plugging materials, water-swellable compositions.

The report provides the main technological characteristics of environmentally safe compositions and technological fluids, which were developed by LLC «NPK Special Drilling Materials» for solving actual problems in the course of well construction and workover operations.

It is proposed to use Poliaerogel as killing fluid and blocking composition for solving problems of killing wells in the conditions of abnormally low formation pressure at the late stage of field development. Polyaerogel-based compositions are highly dispersed systems and consist of gas bubbles, which are immersed in a polymer gel solution and have a wide range of sizes from colloidal to 1 mm.

Technological fluid (Polyeconol Aqua TR) is a clay-free, water-based suspension with low density. Dispersed phase of this composition is a peat-alkali reagent PolyTSChR.

Technological fluid (Polycorrect) is intended for testing, development and killing of oil and gas wells, which were drilled using water-based and oil-based drilling fluids. The

composition of Polycorrect is characterized by the absence of a solid phase in solutions and low interfacial tension. Thanks to this fact the initial reservoir porosity and permeability could be saved.

Technological fluid based on Polydehydrate is a composition with an adjustable density (1.0 - 1.1 g/cm^3). This fluid, which was designed for killing and development of wells at low ambient temperatures, can provide the effective gas hydrate control as well as workability.

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ С УЛУЧШЕННЫМИ ТРИБОТЕХНИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ
REDUCING THE ENERGY CAPACITY OF THE WELL CONSTRUCTION PROCESS BY APPLYING SOLUTIONS WITH IMPROVED TRIBOTECHNICAL CHARACTERISTICS

Нуцкова М.В., Лазарев Е.А.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Nutskova M.V., Lazarev E.A.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, буровые растворы, энергоэффективность.

Потребление энергии является серьёзным фактором, оказывающим влияние на эксплуатационные расходы на бурение, поскольку на него приходится от 10 до 30% эксплуатационных расходов, поэтому снижение энергозатрат является актуальным направлением исследований и разработок. Особенно это важно при освоении и разработке крупных месторождений, особенно – с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся проекты бурения скважин с большими отходами от вертикали, в том числе на шельфе Арктики.

При строительстве наклонно-направленных скважин, особенно с большими отходами от вертикали, на пространственно-искривленных участках ствола имеют место большие контактные нагрузки и огромные сопротивления движению бурильной колонны при подъеме, что приводит к протиранию обсадной колонны, повышенному износу бурильных труб и высоким энергозатратам.

Одно из направлений повышения энергооэффективности бурения таких скважин – снижение трения на границах «металл - металл», «металл - горная порода» и «металл - фильтрационная корка», обеспечить которое можно при использовании буровых растворов с улучшенными триботехническими характеристиками.

Состав и свойства промывочных жидкостей способны обеспечить более успешный процесс бурения скважин, так, например, при снижении коэффициента трения с 0,34 до 0,2, при зенитных углах от 30 до 90° обеспечивается снижение энергозатрат на трение бурильной колонны об обсадную от 7 до 40%.

Исследования, проведенные на кафедре бурения скважин показали, что включение в состав промывочных жидкостей смазывающих добавок или замена раствора на углеводородный может привести к снижению коэффициента трения на 35-75%, что приведет к минимизации количества осложнений, связанных с износом труб, уменьшению крутящего момента при вращении колонны, а также увеличению срока службы бурильных и обсадных труб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Блинов П.А., Нуцкова М.В. Исследование смазывающих добавок к буровым растворам для снижения коэффициента трения при строительстве скважин роторными управляемыми системами // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 52-55.

2. Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Сергеев Г.М., Васильев Н.И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – № 2. – С. 138-149.

***

Key words: well drilling, drilling muds, energy efficiency.

Energy consumption is a serious factor affecting operating costs for drilling, since it accounts for 10 to 30% of operating costs, so reducing energy costs is an important area of research and development. This is especially important in the development and development of large fields, especially with hard-to-recover reserves, which include drilling projects with large waste from the vertical, including on the shelf of the Arctic.

During the construction of directional wells, especially with large waste from the vertical, spatially curved sections of the trunk have large contact loads and enormous resistance to the movement of the drill string during lifting, which leads to rubbing of the casing string, increased wear of drill pipes and high energy costs.

One of the ways to increase the energy efficiency of drilling such wells is to reduce friction at the boundaries «metal – metal», «metal – rock» and «metal - filter cake», which can be achieved by using drilling fluids with improved tribotechnical characteristics.

The composition and properties of flushing fluids can provide a more successful drilling process, for example, by reducing the friction coefficient from 0.34 to 0.2, at zenith angles of 30 to 90 °, energy consumption for friction of the drill string on the casing from 7 to 40%.

Studies conducted at the department of well drilling showed that the inclusion of lubricating additives in the composition of washing liquids or the replacement of a solution with a hydrocarbon can lead to a decrease in the friction coefficient by 35-75%, which will minimize the number of complications associated with pipe wear, and reduce torque when rotation of the string, as well as increased service life of drill and casing pipes.

REFERENCES

1. Melekhin A.A., Chernyshov S.E., Blinov P.A., Nutskova M.V. Study of lubricant additives to the drilling fluid for reducing the friction coefficient during well construction with rotary steerable system // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2016. – № 10. – pp. 52-55.

2. Nutskova M.V., Sidorov D.A., Tsikplonu D.E., Sergeev G.M., Vasilev N.I. Investigations of Oil Based Muds to Primary Opening of Productive Formations // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. – 2019. – Vol. 19. – № 2. – pp. 138-149.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА-РАЗРУШИТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ
DEVELOPING THE COMPOSITION OF A FILTER CAKE BREAKER

Петров А.А., Николаев Н.И.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Petrov A.A., Nikolaev N.I.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: первичное вскрытие пласта, фильтрационная корка, проницаемость.

В процессе вскрытия продуктивного пласта в результате воздействия бурового раствора на его призабойную зону (ПЗП) ухудшение естественной проницаемости коллектора неизбежно. Образование же плотной фильтрационной корки (ФК) на поверхности ствола скважины минимизирует влияние раствора на коллектор. Но на стадии освоения, особенно в протяженных горизонтальных стволах, ФК выступает в качестве барьера, который приводит к снижению проницаемости породы, закупориванию скважинных фильтров и как следствие – к уменьшению продуктивности скважины. К одной из операций при проведении работ на заключительной стадии строительства скважин относится технологический процесс удаления со стенок скважины сформированной ФК посредством применения специальных систем-разрушителей. Это обусловлено необходимостью проведения работ в призабойной зоне горизонтальных участков стволов с уже установленными в них фильтрами.

Выбор той или иной системы для разрушения фильтрационной корки напрямую зависит от условий на забое скважины, компонентного состава ФК и способа заканчивания (в том числе и состава жидкостей заканчивания).

Лабораторные исследования с целью разработки наиболее эффективного состава для разрушения фильтрационной корки были проведены в два этапа.

На первом этапе было исследовано и оценено действие трёх зарубежных деструкторов с целью анализа влияния различных по основе разрушителей на соответствующие критические компоненты фильтрационной корки и подбор наиболее оптимальных и эффективных составляющих разрабатываемой композиции. Наиболее эффективным брейкером по деструкции ФК оказался состав на основе хелатных и энзимных соединений, что также подтверждает анализ литературных источников [1].

Цель второго этапа лабораторных испытаний – исследование проницаемости керамических дисков после обработки составом разрушителя для фиксации изменения их фильтрационно-емкостных свойств. По результатам этапа лабораторных испытаний проницаемость керамического диска после выдержки в жидкости разработанного разрушителя увеличилась в несколько раз.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Brad Todd. Laboratory Device for Testing of Delayed-Breaker Solutions on Horizontal Wellbore Filter Cakes. SPE 68968.

***

Key words: primary opening of the reservoir, filter cake, permeability.

The deterioration of the natural permeability of the reservoir is inevitable in the process of drilling into the reservoir as a result of the impact of the drilling fluid on the bottom-hole zone. The formation of a dense filter cake on the walls of the wellbore minimizes the effect of the drilling fluid on the reservoir. But at the development stage, especially in extended reach wells, the filter cake acts as a barrier that leads to a decrease in rock permeability, clogging of downhole filters and, as a result, a decrease in well productivity. One of the operations during the final stage of well construction includes the technological process of removing formed filter cakes from the walls of the well through the use of special breaker systems. Due to this there is the need to carry out works in the bottomhole zone of horizontal sections of the well with filters already installed in them.

The choice of the particular system for the breakdown of the filter cake depends on the conditions at the bottom of the well, the composition of the filter cake and the completion method (not forgetting about the composition of the completion fluids).

Laboratory studies in order to develop the most effective composition for the breakdown of the filter cake were carried out in two stages.

At the first stage, the effect of three foreign breaker systems was studied and evaluated in order to analyze the influence of different-based breakers on the corresponding critical components of the filter cake and select the most optimal and effective components of the developed composition. The composition with chelating and enzymatic compounds turned out to be the most effective breaker for the breakdown of filter cake, which also confirms the analysis of literature [1].

The purpose of the second stage of laboratory experiments is to study the permeability of ceramic disks after treatment with the composition of the breaker and to record the changes in their formation reservoir properties. According to the results of this laboratory test, the permeability of the ceramic disk increased several times after being exposed to the developed breaker.

REFERENCES

1. Brad Todd. Laboratory Device for Testing of Delayed-Breaker Solutions on Horizontal Wellbore Filter Cakes. SPE 68968.

МЕТОДИКА РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ
METHOD OF POLYMERIC COMPOSITIONS RHEOLOGICAL STUDIES

Раупов И.Р., Милич Й.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Raupov I.R., Milich J.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: сшитый полимерный состав, реологические исследования, эффективная вязкость, напряжение сдвига, скорость сдвига.

Одной из главных задач в использовании сшитых полимерных составов (СПС) в качестве технологической жидкости является правильный выбор его концентраций и технологических параметров режима закачки, для решения которой необходимо:

- провести лабораторные исследования реологических характеристик полимерных составов в условиях наиболее близких к закачке их в скважину;
- подобрать оптимальные концентрации компонентов полимерного состава и режимы его закачки в скважину.

В работе предложена методика лабораторного исследования полимерного состава, описывающая изменения реологических характеристик СПС в процессе закачки в скважину, и представлены результаты реологических исследований СПС.

Установлено, что увеличение концентрации полимера и сшивателя в СПС способствует к более быстрому процессу сшивки полимерного состава при одних и тех же условиях его закачки. Это может привести к разрыву и к разрушению сшитой структуры, что подтверждается уменьшением вязкости и статического предела текучести СПС. В этой связи предлагается уменьшить концентрацию полимера и (или) сшивателя в СПС, либо изменить технологический режим закачки так, чтобы образование сплошной структуры происходило после технологической операции.

Установлено, что изменение режима закачки (увеличение расхода в 3 раза) для состава СПС привело к тому, что сплошная структура образуется не в процессе закачки, а непосредственно в скважине. При этом комплексная вязкость и статически предел текучести СПС оказалась почти в 2 и 3 раза соответственно выше, чем при закачке с расходом в 3 раза меньше.

Предложенную методику можно применять и тиражировать для других технологических жидкостей в соответствующих геолого-физических условиях разработки месторождений нефти и газа. Предложенная методика исследования реологических характеристик сшитых полимерных составов в дальнейшем позволит оптимизировать состав применяемых и разрабатываемых сшитых полимерных составов корректно рассчитать технологические параметры закачки, что позволит наиболее эффективно производить технологические операции по работе со скважинами в осложненных условиях нефтегазодобычи [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Raupov I.R. The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume. / I.R. Raupov, A.M. Shagiakhmetov // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2019. - №10(2). – PP. 493-509.

***

Key words: cross-linked polymer composition (CPC), rheological studies, effective viscosity, static yield strength, shear stress, shear rate.

One of the main purposes of the use of cross-linked polymeric compositions (CPC) as a technological fluid is the right choice of its concentrations and technological parameters of the injection mode. In order to reach this purpose we need to:

- conduct laboratory studies of the rheological properties of the polymer compositions in conditions closest to their injection into the well;
- find the optimal concentrations of the components of the polymer composition and the modes of its injection into the well.

In this work we propose the methods of the laboratory studies of the polymer composition which describe the changes of the rheological properties of CPC in the process of its injection into the well and present the results of the rheological studies of the CPC.

We found out that the increasing polymer and CPC cross-linker concentration accelerates polymer composition cross-linking process under the same conditions of its injection. This can lead to the rupture and destruction of the cross-linked structure which is confirmed by decrease in viscosity CPC static yield strength. In this regard we propose to reduce the polymer and/or cross-linker concentration in the CPC, or change the technological injection mode so that the solid structure was formed after the completion of the technological operation.

We found that due to the injection mode change (3 times increase in consumption) for the CPC the solid structure was formed not during the injection but in the well. Together with this the complex viscosity and the static yield strength of CPC were almost 2 and 3 times respectively higher than at the injection rate with a 3 times lower consumption.

This method can be applied and replicated for other technological fluids in appropriate geological-and-physical conditions of oil and gas fields development. The proposed research methods of the rheological characteristics of the cross-linked polymer compositions will let us optimize the composition of the applied and developed cross-linked polymer compositions, calculate correctly the technological parameters of injection, which will let us conduct the technological operations in the wells under the complicated oil and gas production conditions in the most effective way [1].

REFERENCES

1. Raupov I.R. The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume. / I.R. Raupov, A.M.

Shagiakhmetov // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2019. - №10(2). – PP. 493-509.

РАЗРАБОТКА ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ
DEVELOPMENT OF CHEMICAL REAGENTS AND COMPOSITIONS OF PROCESS LIQUIDS FOR OIL PRODUCTION PROCESSES

Рогачев М.К.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Rogachev M.K.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: химические реагенты, поверхностно-активные вещества, технологические жидкости, добыча нефти.

В докладе представлены результаты исследований, проводимых на протяжении ряда лет на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета и посвященных разработке физико-химических методов и технологий регулирования фильтрационных характеристик пород-коллекторов.

Разработан комплекс технологий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, с использованием разработанных химических реагентов и составов технологических жидкостей, включая:

- технологию внутрипластовой водоизоляции в низкопроницаемых нефтяных коллекторах с использованием гидрофобизированного полимерного состава;
- технологию глушения нефтяных скважин при подземном ремонте с использованием гидрофобных эмульсионных составов;
- комплексную технологию повышения нефтеотдачи глиносодержащих коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ.

Разработаны, доведены до промышленного производства и рекомендуются к внедрению:

- гидрофобизированный полимерный состав (патент РФ №2524738);
- химический реагент для приготовления жидкостей глушения скважин - эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий (патент РФ №2414290);
- компоненты состава поверхностно-активных веществ для закачки в глинизированный нефтяной пласт» (патент РФ № 2655685).

***

Key words: chemical reagents, surfactants, process liquids, oil production.

Results of the researches conducted for a row of the years at "Development and Operation of Oil and Gas Fields" department of the St. Petersburg Mining University and

devoted to development of physical and chemical methods and technologies of regulation of filtrational characteristics of breeds collectors are presented in the report.

The complex of the technologies directed to increase in oil recovery of layers, with use of the developed chemical reagents and compositions of process liquids is developed, including:

- technology of intra bedded water isolation in low-permeability oil collectors with use of hydrophobic polymeric structure;
- technology of muffling of oil wells at underground repair with use of hydrophobic emulsion structures;
- complex technology of increase in oil recovery of clay-containing collectors with use of surfactants.

Are developed, brought to industrial production and are recommended for introduction:

- hydrophobic polymeric structure (patent of the Russian Federation No. 2524738);
- chemical reagent for preparation of liquids of muffling of wells - emulsifier of the return water oil emulsions (the patent of the Russian Federation No. 2414290);
- components of composition of surfactants for downloading in the mudded oil layer" (the patent of the Russian Federation No. 2655685).

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
OIL BASED MUDS TO PRIMARY OPENING OF PRODUCTIVE FORMATIONS

Сидоров Д.А., Нуцкова М.В., Тсикплону Д.Э.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Sidorov D.A., Nutskova M.V., Tsikplornu D.E.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, синтетический асфальт, гильсонит, растворы на углеводородной основе (РУО), эмульсионные растворы.

В работе проведены оценка влияния содержания водной фазы на изменение реологических параметров растворов, оценка влияния вида гильсонита в РУО на структурно-реологические и фильтрационные параметры раствора на углеводородной основе.

Заканчивание скважин с применением растворов на углеводородной основе наиболее целесообразно с целью сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, однако такие растворы достаточно дорогостоящие. С целью снижения стоимости таких систем были разработаны эмульсионные растворы, которые находят все большее применение при первичном вскрытии, но для эффективного их использования необходимо обоснованно проводить выбор компонентного состава,

поскольку даже небольшие колебания количества реагентов, отвечающих за стабильность системы, могут приводить к коалесценции эмульсии и разделению фаз.

Вскрытие продуктивных пластов с эмульсионным раствором может привести к множеству осложнений, все из которых уменьшают связь коллектора с стволом скважины или уменьшают проницаемость пласта. Одно из таких осложнений является потеря циркуляции бурового раствора. Раствор, применяемый для вскрытия пласта должен представлять собой раствор, который предназначен для того, чтобы практически не ухудшать естественную проницаемость продуктивных зон и обеспечить превосходную промывку ствола и легко очищаться.

Существуют различные материалы, такие как гильсонит (природный асфальт) или битум, и обработанный амином лигнин, а также полимерные наполнители, применяемые для профилактики поглощений за счет снижения фильтрации и образования непроницаемой фильтрационной корки.

Исследования, проведенные в работе, показали эффективность природных и синтетических асфальтов в системах РУО, а также открыли поле для дальнейших исследований с целью выявления закономерностей, возникающий при изменении компонентного состава.

***

Key words: well drilling, synthetic asphalt, gilsonite, oil based muds (OBM), emulsion solutions.

In this paper have been conducted assessment of the effect of the content of the aqueous phase on the change in the rheological parameters of solutions; assessment of the influence of the type of gilsonite in the OBM on the structural-rheological and filtration parameters of the hydrocarbon-based solution.

Completion of wells with the use of hydrocarbon-based solutions is most appropriate in order to preserve the reservoir properties of the reservoir, however, such solutions are quite expensive. In order to reduce the cost of such systems, emulsion solutions have been developed, which are increasingly being used during the initial dissection, but for their effective use it is necessary to reasonably choose the component composition, since even small fluctuations in the number of reagents responsible for the stability of the system can lead to emulsion coalescence and separation phases.

Opening the formations with an emulsion solution can lead to many complications, all of which reduce the connection of the reservoir with the wellbore or reduce the permeability of the formation. One of these complications is the loss of drilling fluid circulation. The solution used for the opening of the reservoir should be a solution that is designed to practically not impair the natural permeability of the production zones and to provide excellent washing of the barrel and easy to clean.

There are various materials, such as gilsonite (natural asphalt) or bitumen, and amine-treated lignin, as well as polymeric fillers used to prevent takeovers by reducing filtration and forming an impermeable filter cake.

Studies conducted in the work have shown the effectiveness of natural and synthetic asphalt in the OBM of the precautionary zone, as well as opened the field for further research in order to identify patterns that occur when changing the component composition.

АНАЛИЗ ПРИЧИН НЕСТАБИЛЬНОСТИ ТРЕЩИНОВАТЫХ АРГИЛЛИТОВ
ANALYSIS OF THE CAUSES OF INSTABILITY OF FRACTURED MUDSTONES

Соболев А.Н., Нуцкова М.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Sobolev A.N., Nutskova M.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, трещиноватые аргиллиты, нестабильность ствола скважины.

В настоящее время в российской и зарубежной литературе проблема стабильности трещиноватых аргиллитов не так широко раскрыта. При этом основное внимание уделяется описанию возможных причин нестабильности трещиноватых аргиллитов и предлагается ряд мер для борьбы с ними. Однако не существует чёткого подхода к понятию причин потери стабильности трещиноватых аргиллитов и, как следствие, путей решения этой проблемы.

Несмотря на современные подходы, проводимые исследования и испытания, проблема сохранения устойчивости глинистых пород не решена, а эффективность рекомендуемых растворов очень низка. Видения решения задачи по стабилизации ствола скважины в неустойчивых глинистых отложениях многих отечественных исследователей расходятся и противоречивы. Основной причиной неустойчивости глинистых пород ряд исследователей считают совместное действие двух факторов: напряженное состояние горных пород на стенках скважин и физико-химическое воздействие фильтрата промывочных жидкостей.

Анализ теоретических и промысловых исследований позволил выделить основные механизмы, влияющие на стабильность аргиллитов:

1. Механическое напряжение, как результат замещения выбуренной породы буровым раствором определённой плотности.

2. Фильтрация бурового раствора в естественные трещины и между плоскостями напластования за счёт капилярного или диффузионно- осмотического массопереноса.

3. Набухание (гидратация), возникающее в результате взаимодействия влаги с частицами глины (данный механизм зависит от минералогического состава аргиллитов).

4. Диффузия и изменения давления в призабойной зоне (с течением времени) по мере того, как буровой раствор сжимает поровый флюид и рассеивает фронт давления в пласте.

Проникновение водного раствора в трещины и между плоскостями напластования может играть доминирующую роль в стабильности отложений трещиноватых аргиллитов.

***

Key words: well drilling, fractured mudstones, borehole instability.

Currently, the problem of stability of fractured mudstones in Russian and foreign literature is not so widely disclosed. The main attention is paid to the description of the possible causes of instability of fractured mudstones and a number of measures are proposed to combat them. However, there is no clear approach to the concept of the reasons for the loss of stability of fractured mudstones and, as a result, ways to solve this problem.

Despite modern approaches, ongoing research and testing, the problem of maintaining the stability of clay rocks is not solved, and the effectiveness of the recommended solutions is very low. Visions of the solution to the problem of stabilizing the wellbore in unstable clay deposits of many domestic researchers diverge and are contradictory. The main reason for the instability of clay rocks, a number of researchers consider the combined action of two factors: the stress state of the rocks on the walls of the wells and the physico-chemical effect of the filtrate of the washing fluids.

The analysis of theoretical and field studies has allowed us to identify the main mechanisms that affect the stability of mudstones:

1. Mechanical stress as a result of the replacement of cuttings by drilling mud of a certain density.
2. Filtration of the drilling fluid into natural cracks and between the bedding planes due to capillary or diffusion-osmotic mass transfer.
3. Swelling (hydration) resulting from the interaction of moisture with clay particles (this mechanism depends on the mineralogical composition of mudstones).
4. Diffusion and pressure changes in the bottom-hole zone (over time) as the drilling fluid compresses the pore fluid and disperses the pressure front in the formation.

Penetration of an aqueous solution into cracks and between bedding planes may play a dominant role in the stability of deposits of fractured mudstones.

АНАЛИЗ ОТКАЗА ЦЕМЕНТНОЙ ОБОЛОЧКИ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО СТАКАНА
ANALIZING CEMENT SHEATH FATIGUE FAILURE WHILE DRILLING OUT THE SHOE TRACK

Тсикплону Д.Е., Двойников М.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Tsikplornu D. E., Dvoynikov M.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: усталостная прочность, боковая вибрация, разрушение при сдвиге, цементный камень, разрушение, разобщение интервалов, цементный стакан.

При бурении скважины цемент помещается между обсадной колонной и пробуренной породой. Этот цементный камень должен выдерживать все нагрузки в течение всего срока службы скважины, связывая и поддерживая обсадную колонну и

обеспечивая разобщение интервалов. Однако цементный камень разрушается, когда подвергается многократно изменяющейся нагрузке, в значительной степени зависящей от величины и частоты действующих напряжений. Изучение таких эффектов может помочь в разработке лучшего понимания порога разрушения цементного камня и может стать дополнением к измерению механических свойств. [1].

Целью данного исследования является внедрение лабораторного метода, предназначенного для изучения влияния усталости (циклической нагрузки) на цементный камень. Разработан новый экспериментальный стенд для анализа влияния параметров бурения, которые играют большую роль в воздействии боковой вибрации на цементный камень, путем измерения боковых вибраций, проявляющихся во время бурения из цементного стакана. Определение предрасположенности КНБК к большим боковым колебаниям, такие параметры, как глубина скважины, отношение размера отверстия к диаметру бурильной колонны, также были приняты во внимание.

Кроме того, различные составы цементных растворов были изучены, чтобы определить оптимальную рецептуру цементного раствора, которая может противостоять ударам и вибрации.

Результаты этого исследования помогут бурильщику выбрать оптимальные параметры бурения и подходящий состав цементного раствора, который может придать ударопрочным свойствам цементному камню.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bailey, J. R., E. A. O. Biediger, V. Gupta, D. Ertas, W. C. Elks, and F. E. Dupriest. “Drilling Vibrations Modeling and Field Validation.” IADC/SPE Paper 112650 presented at the 2008 IADC /SPE Drilling Conference, Orlando FL, Mar. 4-6.

***

Key words: fatigue strength, lateral vibration, shear failure, cement sheath, failure, zonal isolation, shoe track.

When drilling a well, cement is placed between the casing the rock being drilled. This cement sheath should be able to sustain all stresses throughout the lifetime of the well by bonding and supporting the casing and providing zonal isolation. However, the cement sheath fails when subjected to repeatedly variable load depending largely on the magnitude and frequency of the acting stresses. The study of such effects could help in developing a better understanding of the threshold of cement sheath failure and, could be an addition to the measurement of mechanical properties. [1].

The aim of this study is to introduce a laboratory method aimed at examining the effect of fatigue (cyclic loading) on the cement sheath. A novel experimental stand was developed to analyze the effect of drilling parameters which play a great role in the impact of lateral vibration on the cement sheath by measuring the lateral vibrations manifested during the drill out of the shoe track. The determine the susceptibility of the BHA to large lateral vibrations, parameters like the depth of the well, ratio of hole size to drill collar diameter were also taken into consideration.

Also, different compositions of cement slurries were studied to determine the optimal formulation of a cement slurry that can make the cement sheath resist shocks and vibrations.

The results of this study will assist the driller to choose optimal drilling parameters and a suiting cement slurry composition that can provide shock-resistant properties to the cement sheath.

REFERENCES

1. Bailey, J. R., E. A. O. Biediger, V. Gupta, D. Ertas, W. C. Elks, and F. E. Dupriest. “Drilling Vibrations Modeling and Field Validation.” IADC/SPE Paper 112650 presented at the 2008 IADC /SPE Drilling Conference, Orlando FL, Mar. 4-6.

ИНГИБИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР АЛЬТАИР НА ОСНОВЕ ПОЛИКАТИОННОГО КРАХМАЛА
POLYCATIONIC STARCH INHIBITED ALTAIR MUD

Усманов Р.А., Михель А.А.
Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск
Usmanov R.A., Mikhel A.A.
Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk

Ключевые слова: ингибированный буровой раствор, поликатионный крахмал.

В настоящий момент проблема нестабильности ствола скважины, при обеспечении эффективного экологического решения существует уже более 170 лет и до сих пор нет эффективного оптимального решения подбора высокоингибированной рецептуры бурового раствора, отвечающего современным требованиям строительства сложно-архитектурных скважин в условиях повышенных экологических и геофизических требований.

Для решения таких задач, нами была разработана система пресного ингибированного дестабилизированного бурового раствора Альтаир.

Состав и концентрации бурового раствора Альтаир:

Реагент	Концентрация	Ед. изм.
Кальцинированная сода	0,5	кг/м^3
Ксантановая смола	0,5-1,5	кг/м^3
Поликатионный крахмал Альтаир	18-20	кг/м^3
ПАВ агликоновой группы	1-2	кг/м^3
Мраморная крошка	До достижения требуемой плотности	кг/м^3

Главным компонентом системы Альтаир является применение катионного крахмала модифицированного бивалентными катионами.

Основными преимуществами раствора Альтаир являются:

1) Экологичность. Все компоненты которые входят в состав бурового раствора относятся к 4 и 5 классу опасности, то есть относятся к малоопасным и практически неопасным веществам, за исключением кальцинированной соды, она относится к 3 классу опасности.
2) Ингибирующая способность. Способность к снижению гидратации глины у данного бурового раствора сохраняется на уровне одного из самых популярных ингибиторов хлорида калия, что подтверждает данный график.
3) Преимущества при проведении LWD (logging while drilling) так как данная система имеет сниженное сопротивление дисперсионной среды по сравнению с системой бурового раствора на основе калий хлора.
4) Возможность использования при бурении в продуктивных пластах. Система Альтаир не снижает коллекторских свойств продуктивного пласта и не вызывает закупорку микропор пласта нерастворяемой дисперсной фазой.
5) Возможность применять данный буровой раствор на скважинах с повышенными экологическими требованиями без применения блоков ФСУ, что также снижает затраты на владение данной системы промывочной жидкости.

Выводы: новая ингибированная система по буровым растворам Альтаир обладает всеми необходимыми преимуществами, чтобы стать новой системой ингибированного бурового раствора для массового бурения в интервалах активных глин как и самые популярные ингибированные системы применяемые в нашей стране на основе полиакриламидов и хлорида калия.

***

Key words: inhibited drilling fluid, polycationic starch.

At the moment, the problem of wellbore instability, while providing an effective environmental solution, has existed for more than 170 years and there is still no effective optimal solution for selecting a highly inhibited drilling fluid formulation that meets modern requirements for the construction of complex architectural wells in conditions of increased environmental and geophysical requirements.

To solve such problems, we have developed a system of fresh inhibited destabilized drilling fluid Altair.

Composition and concentration of drilling fluid Altair:

Reagent	Concentration	Unit of measure
Soda ash	0.5	kg/m^3
Xanthan gum	0.5-1.5	kg/m^3
Polycation starch Altair	18-20	kg/m^3
Aglycon group surfactant	1-2	kg/m^3
Calcium Carbonate	Before reaching the required density	kg/m^3

The main component of the Altair system is the use of cationic starch.

The main advantages of Altair solution are:

1) Environmental friendly. All components that are part of the drilling fluid belong to hazard class 4 and 5, that is, they refer to low-hazard and practically non-hazardous substances, with the exception of soda ash, it belongs to hazard class 3.
2) Inhibitory ability. The ability to reduce clay hydration in this drilling fluid remains at the level of one of the most popular potassium chloride inhibitors.
3) Advantages in conducting LWD (logging while drilling) since this system has a reduced dispersion medium resistance compared to a potassium chlorine based mud system.
4) The ability to use when drilling in reservoirs. The Altair system does not reduce the reservoir properties and does not cause clogging of micropores in the insoluble dispersed phase.
5) The ability to use this drilling fluid in wells with increased environmental requirements without the use of FSU blocks, which also reduces the cost of ownership of this drilling fluid system.

Conclusion: the new inhibited drilling fluid system Altair has all the necessary advantages to become a new inhibited drilling fluid system for mass drilling in active clay intervals, as well as the most popular inhibited systems used in our country based on polyacrylamides and potassium chloride.

СТАБИЛИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, СОДЕРЖАЩИХ ПОЛИМЕРНЫЕ РЕАГЕНТЫ РАЗЛИЧНОЙ ПРИРОДЫ
STABILIZATION OF DRILLING FLUIDS CONTAINING POLYMER REAGENTS OF DIFFERENT NATURE

Цуканова А.Н., Уляшева Н.М.
Ухтинский государственный технический университет, Ухта
Tsukanova A.N., Ulyasheva N.M.
Ukhta State Technical University, Uhta

Ключевые слова: высокополимерные соединения, стабилизаторы, ферментативная стойкость, флокулянты, показатель фильтрации, структурно-механические и реологические свойства, буровой раствор, бентонитовая суспензия.

Экологичность, взаимозаменяемость, высокая стабилизирующая способность, хорошая растворимость в воде с обеспечением оптимальной вязкости, устойчивость к колебаниям pH и к агрессивному воздействию электролитов, совместимость с другими химическими реагентами, структурно-механическая стойкость, и сохранение коллекторских свойств пласта – лишь малая часть того, что определяет “лидерство” полимерных реагентов в химии промывочных жидкостей. Зачастую оценка технологических характеристик полимерного реагента направлена только на контроль реагента в определенных условиях, что не может дать полной картины изменений, происходящих как с структурно-механическими, так и реологическими свойствами

бурового раствора в промышленных условиях. Строение высокомолекулярных реагентов на основе полисахаридов определяет совокупность макромолекулярных цепей, образованных ангидроглюкозными циклами различных углеводных остатков, скрепляющихся за счет гликозидных связей, непрочных от природы, при этом скрепление макромолекулярных цепей обеспечивают ван-дер-ваальсовые силы, водородные связи или поперечные мостики. Природа углеводных мономеров, степень полимеризации и ветвления, а также характер связей между звеньями, определяют коллоидно-химические свойства реагентов на основе полисахаридов, разрушение связей, возникающее под действием различных факторов приводит к деструкции полимерного реагента. Комплексное исследование технологических свойств (растворимость в воде; агрегативная стабильность; кинематическая вязкость водных растворов определенной концентрации; термическая стойкость; длительность ферментативной стабильности в различных средах; влияние полимеров на реологию и параметр фильтрации бентонитовых суспензий; устойчивость к воздействию электролитов и кислот) наиболее восстребованных марок полимеров отечественного и зарубежного производства, а также их влияния на основные технологические параметры буровых растворов проводилось в именной лаборатории ЗАО «ЭкоАрктика» «Буровые растворы» имени Б.Н. Клемперта, УГТУ. Исследуемые образцы полимеров относятся к двум классам: органические полимеры из класса полисахаридов различной природы и синтетические акриловые полимеры.

***

Key words: high-polymer compounds, stabilizers, enzymatic resistance, flocculants, filtration index, structural-mechanical and rheological properties, drilling mud, bentonite suspension.

Environmental friendliness, interchangeability, high stabilizing ability, good solubility in water with optimal viscosity, resistance to pH fluctuations and aggressive effects of electrolytes, compatibility with other chemical reagents, structural-mechanical resistance, and preservation of reservoir properties are only a small part of what determines the "leadership" of polymer reagents in the chemistry of washing liquids. Often, the evaluation of the process characteristics of the polymer reagent is aimed only at controlling the reagent under certain conditions, which cannot give a complete picture of the changes occurring with both the structural-mechanical and rheological properties of the drilling mud in industrial conditions. The structure of high molecular weight polysaccharide-based reagents determines a set of macromolecular chains formed by anhydroglucose cycles of various carbohydrate residues bonded by glycoside bonds that are fragile from nature, with the bonding of macromolecular chains providing van der Waals forces, hydrogen bonds or cross bridges. The nature of carbohydrate monomers, the degree of polymerization and branching, as well as the nature of the bonds between the units, determine the colloidal-chemical properties of the polysaccharide-based reagents, the breakdown of the bonds resulting from various factors leads to the destruction of the polymer reagent. A comprehensive study of process properties (water solubility; Aggregate stability; Kinematic viscosity of aqueous solutions of a certain

concentration; Thermal resistance; Duration of enzymatic stability in different media; Effect of polymers on rheology and filtration parameter of bentonite suspensions; Resistance to the effects of electrolytes and acids) of the most rebranded grades of polymers of domestic and foreign production, as well as their influence on the main technological parameters of drilling fluids was carried out in the named laboratory of ZAO "Eco-Arctic" Drilling fluids "named after B.N. Klempert, UGTU. The test polymer samples belong to two classes: organic polymers from the class of polysaccharides of different nature and synthetic acrylic polymers.

БУРОВОЙ РАСТВОР НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО ОТЕЧЕСТВЕННОГО СЫРЬЯ
DRILLING MUD BASED ON NATURAL DOMESTIC RAW MATERIALS

Четвертнева И.А.[1], Ноздря В.И.[2], Мазыкин С.В.[1], Беленко Е.В.[1], Полищученко В.П.[1]
[1]ООО «Сервисный Центр СБМ», Москва,
[2]ООО «НПК Спецбурматериалы», Жуковский
Chetvertneva I.A.[1], Nozdria V.I.[2], Mazykin S.V.[1], Belenko E.V.[1], Polishychenko V.P.[1]
[1]LLC service center SBM, Moscow, [2]LLC «NPK Special Drilling Materials», Zhukovsky

Ключевые слова: безаварийное бурение, полисахариды, крахмал, лигносульфонаты.

Актуальной задачей при бурении нефтегазовых скважин в сложных горно-геологических условиях является приоритетность применения экологически чистых систем буровых растворов на основе отечественных реагентов природного происхождения. Наиболее распространенным из них является крахмал – природный полимер, для которого. возможны реакции, характерные для многоатомных спиртов, в частности, образование простых и сложных эфиров. Другим природным материалом являются лигносульфонаты – сульфопроизводные природного полимера лигнина [1]. Обладая сходными технологическими характеристиками, данные полимеры способны взаимодействовать между собой с образованием монофазной композиции– сульфокарбоксиэфира крахмала по реакции этерификации. Этим получен синергетический эффект в виде усиления структурно-реологических свойств, проявляющихся в результате прохождения реакций взаимодействия природных полимеров крахмала и лигносульфоната. Дальнейшее развитие синергетического эффекта связано с образованием пространственно структурированной сетки с макромолекулами крахмала, что реализовано в системе бурового раствора «Полиформ», отличительным свойством которого является повышенная стабильность к воздействию агрессивных факторов.

Буровой раствор «Полиформ» был успешное применен при бурении скважин № 628 и № 6611 Астраханского ГКМ, обеспечив стабильность ствола, представленного терригенным разрезом с повышенным содержанием поливалентных катионов и активной глинистой фазой раннего и позднего катагенеза, а также переслаивающимися

терригенными и хемогенными породами, характеризующимися высокими пластовыми давлениями, рапопроявлениями, сероводородной агрессией, а также высокими температурой и минерализацией [2].

Таким образом, для повышения качества строительства нефтегазовых скважин и сокращения объемов образования отходов, перспективным является использование экологичных растительных материалов отечественного производства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Перспективы применения побочного продукта переработки целлюлозы-сульфитцеллюлозного экстракта в нефтяной промышленности / Г.А. Тептерева,, И.А. Четвертнева, Э.М.Мовсумзаде//Нефтепромысловая химия. Материалы VI Международной научно-практической конференции (XIV Всероссийской научно-практической конференции). Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. С 59-61.

2. Внедрение экологичных структурированных гидрогелевых буровых растворов на основе растительного сырья / В.И.Ноздря, С.В. Мазыкин, Е.В. Беленко, В.П. Полищученко, В.А. Мнацаканов // Бурение и нефть, 2017, № 10, С. 38-43.

***

Key words: trouble-free drilling, polysaccharides, starch, lignosulfonates.

An urgent task when drilling oil and gas wells in difficult mining and geological conditions is the priority of using environmentally friendly drilling fluid systems based on domestic reagents of natural origin. The most common of these is starch-a natural polymer for which. possible reactions characteristic of polyatomic alcohols, in particular, the formation of esters and esters. Another natural material is lignosulfonates – sulfonates of the natural polymer lignin [1]. Having similar technological characteristics, these polymers are able to interact with each other to form a monophase composition-starch sulfocarboxyester by esterification reaction. This obtained a synergistic effect in the form of strengthening the structural and rheological properties, manifested as a result of the reactions of the interaction of natural polymers of starch and lignosulfonate. The further development of the synergistic effect is associated with the formation of a spatially structured grid with starch macromolecules, which is implemented in the system of drilling mud "polyform", the distinctive property of which is increased stability to aggressive factors.

Drilling fluid "polyform" was successfully used in the drilling of wells No. 628 and No. 6611 of the Astrakhan GKM, providing stability of the trunk, represented by a terrigenous section with an increased content of polyvalent cations and an active clay phase of early and late catagenesis, as well as interstitial terrigenous and chemogenic rocks characterized by high reservoir pressures, rapoprojections, hydrogen sulfide aggression, as well as high temperature and mineralization [2].

Thus, to improve the quality of construction of oil and gas wells and reduce waste generation, the use of environmentally friendly plant materials of domestic production is promising.

REFERENCES

1. Prospects of application of a by-product of cellulose processing-sulfitcellulose extract in the oil industry / G. A. Teptereva, I. A. Chetvertneva, E. M. Movsumzade/ / Oilfield chemistry. Proceedings of the VI International scientific and practical conference (XIV all-Russian scientific and practical conference). Moscow: Gubkin Russian state University of oil and gas, 2019. 59-61.
2. Introduction of environmentally friendly structured hydrogel drilling fluids based on plant raw materials / V. I. Nozdrya, S. V. mazykin, E. V. Belenko, V. P. Polishchuchenko, V. A. Mnatsakanov / / Drilling and oil, 2017, No. 10, pp. 38-43.

КОМПОЗИЦИОННЫЕ ИНГИБИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ НА ОСНОВЕ СОЛЕЙ КРЕМНИЯ И ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ
COMPOSITE INHIBITORY ADDITIVES BASED ON SILICON SALTS AND LIGNOSULFONATES

Четвертнева И.А.[1], Тептерева Г.А.[2], Конесев В.Г.[3], Мовсум-заде Э.М.[2]

[1]ООО «Сервисный Центр СБМ», Москва [2] Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, [3] ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург

Chetvertneva I.A.[1], Teptereva G.A.[2], Konesev V.G.[3], Movsum-zadeh E.M.[2]

[1]LLC service center SBM, Moscow, [2] Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, [1]LLC Gazprom STC, Saint-Petersburg

Ключевые слова: ингибирование, буровой раствор, соли кремния, лигносульфонаты.

В осложненных условиях нефтедобычи (наклонно-направленные скважины, скважины с горизонтальным окончанием) проблемы устойчивости ствола скважин, сложенных породами, склонными к обвалам и осыпям возможно решать применением буровых растворов с повышенной ингибирующей способностью. Также названные растворы должны обладать дополнительными технологическими характеристиками: устойчивостью к воздействию солевой и температурной агрессиям.

В работе ингибирующее действие композиций солей кремния (силикатов натрия и магния) и лигносульфонатов нейтральных (pH 7-7,4) и сульфитных (pH 4,5-4,8) исследовано по методике определения скорости увлажнения специально приготовленных глинистых образцов (П, %/час) в соответствии с методикой оценки ингибирующих свойств буровых растворов согласно требованиям РД 39-00147001-7730-2004.

Установлено, что максимальной ингибирующей способностью обладает композиция силиката магния и сульфитного лигносульфоната, которая составляет 85-90%.

При добавке 1% силиката магния к раствору нейтрального ЛСТ, ингибирующая способность композиция значительно меньше и составляет не более 40-45%.

Для композиций 1% силиката натрия с нейтральным и сульфитным лигносульфонатами, ингибирующая способность составила 63% и 48 % соответственно.

Таким образом, наиболее эффективной ингибирующей способностью обладает композиция силиката магния с сульфитным ЛСТ. Важно, что по степени воздействия на персонал и ОС, данная композиция находится на одном уровне со стандартными ингибированными растворами на водной основе.

Однако, по экономическим и технологическим показателям оптимальным является использование в составе буровых растворов не магниевой, а натриевой соли кремния в сочетании с нейтральным лигносульфонатом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Этапы развития и применения кремнийорганических соединений в нефтедобыче / Г.А. Тептерева, В.Г. Конесев, Ю.И. Загидуллин // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия Гуманитарные науки. – 2018. – № 1. – С. 43–46.

2. Создание и развитие практики химической обработки буровых промывочных жидкостей для повышения эффективности нефтедобычи/ Тептерева Г.А., Шавшукова С.Ю., Четвертнева И.А. // НефтеГазоХимия. – 2019. – № 1. – С. 25–27.

***

Key words: inhibition, drilling mud, silicon salts, lignosulfonates.

In complicated oil production conditions (directional wells, wells with horizontal completion), the problems of the stability of the wellbore, composed of rocks prone to collapses and talus, can be solved by using drilling fluids with increased inhibitory ability. Also, these solutions should have additional technological characteristics: resistance to salt and temperature aggression.

In this work, the inhibitory effect of compositions of silicon salts (sodium and magnesium silicates) and neutral lignosulfonates (pH 7-7.4) and sulfite (pH 4.5-4.8) was studied by the method of determining the rate of wetting of specially prepared clay samples (N, %/h) in accordance with the method of assessing the inhibitory properties of drilling fluids according to the requirements of RD 39-00147001-7730-2004.

It was found that the composition of magnesium silicate and sulfite lignosulfonate, which is 85-90%, has the maximum inhibitory ability.

With the addition of 1% magnesium silicate to a neutral LST solution, the inhibitory ability of the composition is significantly less and is not more than 40-45%.

For compositions of 1% sodium silicate with neutral and sulfite lignosulfonates, the inhibitory ability was 63% and 48 %, respectively.

Thus, the composition of magnesium silicate with sulfite LST has the most effective inhibitory ability. It is important that the degree of exposure to personnel and OS, this composition is on par with standard inhibited water-based solutions.

However, according to economic and technological indicators, the optimal use in the composition of drilling fluids is not magnesium, but sodium salt of silicon in combination with neutral lignosulfonate.

REFERENCES

1. Stages of development and application of organosilicon compounds in oil production / G. A. Teptereva, V. G. Konesev, Yu. I. Zagidullin / / Modern science: actual problems of theory and practice. Series of Humanitarian Sciences. 2018. No. 1. pp. 43-46.

2. The creation and development of chemical processing drilling drilling fluids to increase the efficiency of oil production/ Teptereva G. A., S. Y. Shavshukova, Chetvertneva I. A. // Neftegazohimiya. 2019. No. 1. pp. 25-27.

ВЛИЯНИЕ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК НА ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
EFFECT OF LUBRICATING ADDITIVES ON PARAMETERS OF DRILLING FLUIDS

Чудинова И.В., Буклаков Е.А., Родионов Р.П.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Chudinova I.V., Buklakov E.A., Rodionov R.P.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: буровой раствор, лубрикант, реология.

Снижение коэффициента трения осуществляется вводом в промывочный раствор смазочных добавок, которые не только снижают износ бурильных и обсадных труб, а в большинстве случаев снижают вероятность возникновения прихвата бурильных труб в скважине и облегчают освобождение прихваченных колонн [2].

В литературе отмечается, что возможность бурения скважин с горизонтальными участками большой протяженности в значительной степени зависит от качества применяемых смазочных добавок [2]. Их принято рассматривать как достаточно инертные добавки к буровым растворам. Испытание смазочных добавок обычно проводят с использованием глинистых буровых растворов [2], хотя данные реагенты сейчас включаются в состав практически всех буровых растворов, в том числе и на углеводородной основе.

Целью работы являлось тестирование смазочных добавок с использованием двух типов составов (глинисто-полимерного и биополимерного безглинистого), а также исследование их влияния на основные параметры бурового раствора.

Тестирование пяти смазочных добавок в условиях глинисто-полимерного и безглинистого биополимерного буровых растворов показало, что смазочные добавки могут являться «активными» компонентами раствора, т. е. могут заметно влиять на

структурно-механические и тиксотропные свойства буровых растворов, а также на водоотдачу, что объясняется их адсорбцией на поверхности твердых частиц в растворе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мойса Ю. Н., Фролова Н. В., Бармотин К. С., Бородин А. М. Современные тенденции развития смазочных добавок в бурении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. –№3. – С.10-14.

2. Азисов Р.А., Халиуллин В.Н., Шафигуллин Ф.Ф. Снижение прихватоопасности бурильных колонн управлением антифрикционных свойства буровых промывочных растворов // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2015. – №4. – С. 5-8

***

Key words: drilling fluid, lubricant, rheology.

Reduction of friction coefficient is carried out by introduction of lubricating additives into drilling mud, which is not only reduce wear of drilling and casing pipes, but in most cases reduce probability of formation of drilling pipes in well and facilitate release of stuck strings [2].

It is noted in the literature that the possibility of drilling wells with long horizontal sections depends to a large extent on the quality of the lubricating additives used [2]. They are generally considered to be quite inert additives to drilling fluids. The test of lubricating additives is usually carried out using clay drilling fluids [2], although these reagents are now included in almost all drilling fluids, including those on a hydrocarbon basis.

The purpose of the work was to test lubricating additives using two types of compositions (clay-polymer and biopolymer clay-free), as well as to study their effect on the main parameters of the drilling mud.

Testing of five lubricants under conditions of clay-polymer and clay-free biopolymer drilling fluids showed that lubricants can be "active" components of the mud, i.e. can significantly influence the structural-mechanical and thixotropic properties of the drilling fluids, as well as water recovery, due to their adsorption on the surface of the solids in the mud.

REFERENCES

1. Mojsa YU. N., Frolova N. V., Barmotin K. S., Borodin A. M. Current trends in lubricating additives in drilling // Stroitelstvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – 2007. –№3. – P.10-14.

2. Azisov R.A., Haliullin V.N., Shafigullin F.F. Reduction stuck of drill string controlled frictional properties of drilling solutions// Vestnik molodogo uchenogo UGNTU. – 2015. – №4. – P. 5-8.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ
RESEARCH OF DRILLING FLUID PROPERTIES FOR DRILLING WELLS IN SHALES

Чудинова И.В., Николаев Н.И., Прозоров М.С.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Chudinova I.V., Nikolaev N.I., Prozorov M.S.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: буровой раствор, глинистая порода, ингибитор набухания.

В опыте промысловых работ для ингибирования набухания и диспергирования глинистых пород широко используются хлоркалиевые буровые растворы. Концентрация KCl в растворе в пределах от 3-20% позволяет минимизировать набухание и разрушение пород. Однако, с ужесточением экологических требований, особенно в области шельфового и морского бурения, вводятся ограничения на использование высококонцентрированных солевых растворов. [1] Тем не менее, до настоящего времени применяют хлоркалиевые растворы с добавлением частично гидролизованного полиакриамида (PHPA), который стабилизирует глинистые породы путем формирования защитного слоя на стенках скважины. Также для эффективного ингибирования глинистых пород применяются растворы на углеводородной основе. [2] Их использование гарантирует отсутствие набухания пород, а также отличные смазочные свойства. Однако использование растворов на углеводородной основе также связано с экологическими ограничениями и высокими материальными затратами на их переработку и утилизацию.

Подбор реагентов-ингибиторов проводился исходя из анализа работ исследователей и результатов промыслового опыта. Для разработки высокоэффективного, не токсичного ингибитора набухания глинистых пород необходимо иметь представление о взаимодействиях, происходящих между реагентами и породой. Существует два метода предотвращения набухания и диспергирования глинистых пород: проникновение частиц ингибитора в структуру породы и образование капсулирующих слоев высокомолекулярных соединений на стенках скважины. Для такого рода полимерглинистых растворов предлагается ряд реагентов и их комбинаций на основе полиакриламилов, поливинилпиролидонов, акриловых полимеров, гуара, аминов, битума и т. п. Образование непроницаемых пластичных корок на стенках скважины способствует снижению гидратации и повышению их устойчивости.

Таким образом, при одновременном использовании двух методов ингибирования получили буровой раствор полифункционального действия, который снижает активность водной фазы раствора за счет высокомолекулярных соединений,

обеспечивает низкую скорость гидратации глинистых пород и позволяет частицам ингибитора проникнуть в структуру породы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Моренов В.А., Леушева Е.Л., Егорова В.В. Структурообразующие свойства полимерных реагентов в составе буровых растворов// Нефть. Газ. Новации. 2018. №10. С.25-27.

2. Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г. Буровые растворы для строительства скважин в глинистых горных породах. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – 192 с.

***

Key words: drilling fluid, shale, inhibitor.

KCl drilling fluids are widely used in field work to inhibit swelling and dispersion of clay rocks. Concentration of KCl in solution in the range from 3-20% makes it possible to minimize swelling and destruction of rocks. However, with the tightening of environmental requirements, especially in the field of offshore and offshore drilling, restrictions are imposed on the use of highly concentrated salt solutions. [1] However, to date, KCl solutions with the addition of partially hydrolyzed polyacryamide (PHPA) are used, which stabilizes the clay rocks by forming a protective layer on the well walls. Hydrocarbon-based solutions are also used to effectively inhibit clay rocks. [2] Their use guarantees non-swelling of rocks, as well as excellent lubricating properties. However, the use of hydrocarbon-based solutions also involves environmental constraints and high material costs for their processing and recycling.

The selection of inhibitor reagents was carried out on the basis of analysis of researchers works and results of drilling experience. In order to develop a highly efficient, non-toxic clay swell inhibitor, it is necessary to have an understanding of the interactions occurring between reactants and rock. There are two methods of preventing swelling and dispersion of clay rocks: the penetration of inhibitor particles into the rock structure and the formation of encapsulating layers of high molecular weight compounds on the well walls. A number of reagents and combinations thereof based on polyacrylamiles, polyvinylpyrolidones, acrylic polymers, guar, amines, bitumen, etc. are provided for such polymeric clay solutions. Formation of impermeable plastic crust on well walls helps to reduce hydration and increase their stability.

Thus, with the simultaneous use of two inhibition methods, a polyfunctional drilling fluid has been produced that reduces the activity of the aqueous phase of the fluid by high molecular weight compounds, provides a low rate of hydration of the clay rocks, and allows the inhibitor particles to penetrate the rock structure.

REFERENCES

1. Morenov V.A., Leusheva E.L., Egorova V.V. Structural Properties of Polymer Reagents inside the Drilling Mud//Neft. Gas. Novacii. 2018. №10. P. 25-27

2. Sharafutdinova R.Z., Ishbayev G. G. Drilling muds for construction of wells in clay rocks. – M.: JSC VNIIOENG, 2012. – 192 p.

РАЗРАБОТКА СУПРАМОЛЕКУЛЯРНЫХ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ РЕГУЛИРУЕМОГО УПРАВЛЕНИЯ ИХ СВОЙСТВАМИ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

DEVELOPMENT OF SUPRAMOLECULAR SYSTEMS OF PROCESS FLUIDS FOR ADJUSTABLE CONTROL THEIR PROPERTIES TO PREVENT COMPLICATIONS DURING DRILLING

Щербакова К., Соловьев Н.В.
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва
Sherbakova K., Solovev N.V.
Russian State Geological Prospecting University named after Sergo Ordzhonikidze, Moscow

Ключевые слова: супрамолекулярные системы, полимеры, технологические жидкости.

На сегодняшний день рынок химических реагентов как зарубежный, так и отечественный предлагает большой перечень полимерных реагентов природа которых, а также их свойства полностью не изучены.

Исходя из этого производители буровых работ применяют большое количество полимерных реагентов в составе рекомендуемых рецептур таких растворов. При формировании таких рецептур не учитывается химическое строение макромолекул полимерных реагентов, их взаимное влияние на эффективность действия каждого из них при взаимодействии компонентов бурового раствора и их влияние на слагаемые элементы технологических функций с учетом состава и свойств горных пород. Полимерные реагенты в составе буровых растворов должны усиливать действие каждого (синергетических эффект) при общем положительном эффекте при реализации той или иной функции таких растворов.

Исходя из этих задач нами проанализированы наиболее широко применяемые в практике бурения скважин полимерные химические реагенты, которые составляют основу полимерных буровых растворов.

В основу разработки супрамолекулярных систем буровых растворов нами получены основные закономерности формирования таких систем [1]. При нахождении в водном растворе нескольких полимерных веществ они создают ассоциациаты комплементарных молекулярных компонентов, связанных с помощью несковалентных взаимодействий - то есть межмолекулярных взаимодействий. Объектами таких исследований являются супрамолекулярные ансамбли, состоящие из имеющих геометрическое и химическое соответствие фрагментов таких систем.

Установление закономерностей самоорганизации супрамолекулярных полимерных буровых растворов позволит получить главенствующие параметры

механизма мембрано образования (ММО) при взаимодействии их с глинносодаржащими горными породами [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лен Ж. -М. Супрамолекулярная химия. Концентрации и перспективы. Наука, сибирское предприятие РАН в Новосибирске. -1998 г.

2. Соловьев Н.В. Степанов К. В. Мембранообразующая способность полимерных промывочных жидкостей при набухании глиносодержащих горных пород. Горный информационно-аналитический бюллетень, - М. №10. 2007.

***

Key words: supramolecular systems; polymers; process fluids.

Today, the market of chemical reagents, both foreign and domestic, offers a large list of polymer reagents whose nature, as well as their properties, are not fully understood.

On this basis, drilling manufacturers use a large number of polymer reagents as part of the recommended formulations of such solutions. In the formation of such formulations, the chemical structure of the macromolecules of polymer reagents, their mutual influence on the effectiveness of each of them during the interaction of the components of the drilling fluid and their influence on the components of the technological functions taking into account the composition and properties of rocks are not taken into account.

Polymeric reagents in the composition of drilling fluids should enhance the effect of each (synergistic effect) with a general positive effect in the implementation of a particular function of such fluids.

Proceeding from these problems we have analyzed the most widely used polymer chemical reagents that are the basis of polymer drilling fluids that are most widely used in drilling practice.

The basis for the development of supramolecular drilling fluid systems we have obtained the basic laws of the formation of such systems [1]. When several polymeric substances are in an aqueous solution, they create associates of complementary molecular components connected by non-covalent interactions - that is, intermolecular interactions. The objects of such studies are supramolecular ensembles consisting of fragments of such systems having geometric and chemical correspondence.

Establishing patterns of self-organization of supramolecular polymer drilling fluids will make it possible to obtain the dominant parameters of the membrane formation mechanism (MMO) when they interact with clay-producing rocks [2].

REFERENCES

1. Len J. -M. Supramolecular chemistry. Concentrations and perspectives. Science, Siberian enterprise of the Russian Academy of Sciences in Novosibirsk. -1998.

2. Soloviev N.V. Stepanov, V. K. Polymeric membrane ability of drilling fluids during clay inhibition of clay-containing rocks. Mountain Information and Analytical Bulletin, - M. No. 10. 2007.

Э 40 **Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК**: Международная научно-практическая конференция 12 декабря 2019 г.: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2019. 84 с.

УДК 622.241+622.143
ББК 33.131

Научное издание

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ БУРОВЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ – ОСНОВА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ТЭК

МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

12 декабря 2019 г.

Тезисы докладов

Материалы публикуются в авторской редакции

Оригинал-макет подготовлен
кафедрой бурения скважин

Сборник включен в базу данных
Российского индекса научного цитирования (РИНЦ)
Научной электронной библиотеки http://elibrary.ru

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002
Подписано к печати 10.12.2019. Тираж 100 экз.
Уч.-изд.л. 7. Заказ 1053. С 340

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

Санкт-Петербургский горный университет
Россия, 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, д. 2
www.spmi.ru