



БУРЕНИЕ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

III Международная научно-практическая
конференция

8–9 ноября 2018

Тезисы докладов



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

БУРЕНИЕ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

III Международная научно-практическая конференция

8-9 ноября 2018

Тезисы докладов

Санкт-Петербург
2018

УДК 622.241+622.143

ББК 33.131

Б 912

Бурение скважин в осложненных условиях: III Международная научно-практическая конференция 8-9 ноября 2018 г.: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2018. 128 с.

Drilling wells in the Complicated Conditions: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference November 8-9 2017 / Saint-Petersburg Mining University. Saint-Petersburg, 2018. 128 p.

В сборнике представлены тезисы докладов участников III Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях». Рассмотрены актуальные проблемы бурения скважин в осложненных условиях. 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 III International Scientific and Practical Conference «Drilling Wells in the Complicated Conditions». The actual problems of drilling wells in complicated conditions are considered. 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 Н.И. Васильев (заместитель председателя), доцент Е.Л. Леушева (отв. редактор), доцент М.В. Нуцкова, аспирант И.В. Чудинова.

Рецензенты:

профессор М.В. Двойников, профессор Н.И. Васильев, профессор Н.И. Николаев, доцент П.А. Блинов, доцент Е.Л. Леушева, доцент М.В. Нуцкова, 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 987-5-94211-857-0

©Санкт-Петербургский горный университет, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В., Двойников М.В. Исследование вязкоупругих составов в качестве жидкости глушения скважин.....	12
Блинов П.А., Цыгельнюк Е.Ю., Садыков М.И., Досенко М.А. Использование специальных добавок в безводных растворах для профилактики поглощений.....	13
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
Бойков Е.В., Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Могильниченко М.А. Применение бурового раствора на основе прямой эмульсии для бурения неустойчивых глин и аргиллитов.....	15
Борисов К.А., Третьяк А.А. Методика расчета износа и наработки на долото, армированное PDC.....	17
Булах А.М., Гаджиев С.Г., Евдокимов И.Н., Лепешкин С.Н., Лосев А.П. Способы оптимизации численных расчётов профиля скважины и гидравлических потерь при спускоподъёмных операциях.....	19
Васильев Н.И., Липенков В.Я., Дмитриев А.Н., Большунов А.В., Туркеев А.Н., Сербин Д.В., Игнатьев С.А. Бурение скважин во льду с целью получения кернов древнего льда.....	20
Галишин Р.Н. Анализ и разработка тампонажных растворов для ликвидации поглощений.....	22
Гасумов Р.А. Технология повышения производительности скважин в сложных горно-геологических условиях.....	23
Гетманченко С.А., Третьяк А.Я. Гидродинамический анализ долот, армированных PDC.....	25
Гореликов В.Г., Басова Л.А., Успехов А.М. Классификация осадочных пород и выбор способа их бурения.....	27
Григорович А.В., Григорович Н.В., Леушева Е.Л. Разработка алгоритма расчета вероятности возникновения осложнений в процессе бурения.....	28
Гроссу А.Н. Современный подход к технологическому решению процесса скважинной гидродобычи железной руды	30
Двойников В.М., Милашин С.С., Двойников М.В. Определение оптимальных режимных параметров наклонно направленного бурения скважин на основе информации с систем MWD.....	31

Двойников М.В., Куншин А.А. Разработка конструкции и технологии спуска хвостовика в скважинах с большим отходом от вертикали.....	33
Дмитриев А.Н., Будовская М.Е. Динамика температурного режима озерной воды на забое скважины.....	35
Долгов С.В. Проблемы бурения в условиях высокой пластовой температуры и аномально высоких пластовых давлений.....	37
Дюльманов И.В., Животовский А.С. Оценка влияния скорости увеличения нагрузки на предел прочности и модуля Юнга рекомбинированных образцов глины.....	39
Егорова В.В., Моренов В.А. Исследование механизмов структурообразования полимерных реагентов.....	41
Закиров А.Я., Хомутов А.Ю., Кулаков К.В. Объединение интересов науки и бизнеса как окно возможностей для подготовки специалистов в области бурения...	42
Зарипов В.Н., Федоров С.К., Воронина М.В. Повышение долговечности переводников бурильных колонн электромеханической обработкой	44
Зими́на Д.А., Двойников М.В. Разработка тампонажного состава для крепления скважин в криолитозоне.....	46
Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Кандалов Ю.Ю. Технологии бурения в осложненных условиях ООО НПП «БУРИНТЕХ».....	47
Кадочников В.Г., Двойников М.В. Оперативный контроль и управление параметрами бурения наклонно направленных скважин.....	50
Каракозов А.А. Совершенствование технических средств и технологий бурения при инженерно-геологических изысканиях на шельфе.....	53
Каракозов А.А., Парфенюк С.Н. Разработка гидроударников для бурения дегазационных скважин в условиях Донбасса.....	54
Климов В.В. Диагностика технического состояния вертикальных и наклонно-горизонтальных скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа. Проблемы и решения.....	55
Конесев В.Г., Рогачёв М.К., Коробов Г.Ю., Тептерева Г.А. Возможности сохранения продуктивности скважин на этапе их строительства.....	57
Коротков С.А., Шпильман А.В., Денисенко К.С. Проблемы бурения, крепления и эксплуатации скважин в сложных геокриологических условиях. Способы их решения.....	59
Кучин В.Н., Двойников М.В., Цыгельнюк Е.Ю. Разработка составов и технологии для изоляции водопритокров при бурении нефтегазовых скважин.....	61

Леушева Е.Л. Повышение эффективности бурения скважин в твердых горных породах.....	63
Лушников Л.Л. Принципы расчёта механической скорости пневмоударного бурения.....	65
Лушников Л.Л. Существующие проблемы ликвидационного тампонирувания скважин и пути их решения.....	67
Мелехин А.А., Мелехина Ю.В. Разработка телеметрической системы для роторного бурения скважин.....	69
Мерзляков М.Ю., Яворская А.А., Яковлев А.А. Исследование водоудерживающей способности газожидкостных тампонажных смесей.....	71
Меркулова В.А., Киселев В.И., Сорокин В.В. Особенности конструктивных решений при разработке новых нефтеконтескатных месторождений северных районов России.....	72
Миливоевич Я., Сидоров Д.А., Тсиклону Д.Э., Нуцкова М.В. Исследование влияния компонентного состава на технологические свойства растворов на углеводородной основе.....	74
Минаков А.В., Неверов А.Л., Михиенкова Е.И., Жигарев В.А., Матвеев А.В. Управление свойствами буровых растворов на водной основе с помощью добавок наночастиц.....	76
Минченко Ю.С. Совершенствование технологии восстановления герметичности скважин подземных резервуаров в выработке каменной соли.....	78
Мирсаатов О.М., Шумихин А.А. Особенности бурения горизонтальных скважин в зонах повышенной трещиноватости.....	80
Моренов В.А. Повышение энергоэффективности электроагрегатов, эксплуатируемых при строительстве скважин.....	81
Морозов В.А., Двойников М.В. Исследование параметров режима бурения для направленного бурения и оптимума стабильной работы системы «долото – винтовой забойный двигатель – колонна бурильных труб».....	83
Мулюков Р.А., Хафизов А.Р., Комкова Л.П. Строительство наклонно-направленных и горизонтальных стволов в карбонатных и терригенных коллекторах на месторождениях Республики Башкортостан.....	84
Мураев Ю.Д. Термостатированный буровой снаряд.....	86
Неверов А.Л., Лесик Е.И., Минаков А.В., Михиенкова Е.И. Исследование влияния растворов солей на гидратацию глинистых минералов при бурении нефтяных и газовых скважин.....	88

Никитин В.И., Живаева В.В., Нечаева О.А., Камаева Е.А. Влияние капиллярного давления на разделе фаз фильтрат-нефть на восстановление проницаемости призабойной зоны.....	89
Николаев Н.И., Жапхандаев Ч.А., Ковальчук В.С. Анализ коррозионностойких тампонажных цементов для цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии.....	91
Ноздря В.И., Мартынов Б.А., Кривошей А.В., Никитин С.Ю. Технологии и материалы для ликвидации осложнений при строительстве и ремонте скважин...	94
Носов И.С., Эрнандес Р.Д.Р. Разработка тампонажных составов для крепления нефтяных и газовых скважин в агрессивных средах	95
Нуцкова М.В. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях – неотъемлемая составляющая при подготовке специалистов в области бурения скважин.....	96
Оганов А.С. Инновационная система подготовки специалистов по бурению на суше и море в Губкинском университете.....	98
Оганов А.С., Симонянц С.Л., Вязниковцев С.Ф. Разработка импортозамещающих материалов и технологий для строительства скважин в осложненных условиях.....	99
Онофриенко С.А., Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Буровой раствор для бурения в осложненных условиях.....	100
Павельева О.Н. Разработка технологий и технических средств сооружения скважин предназначенных для добычи высоковязких нефтей.....	102
Петраков Д.Г., Купавых К.С. Купавых А.С. Аналитические исследования эффективности гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта при освоении и ремонте скважин.....	104
Петров П.В., Николаев Н.И. Совершенствование обратного способа цементирования.....	106
Рудяева Е.Ю., Нуцкова М.В. Обоснование и разработка вязкоупругих составов для ликвидации поглощений при бурении скважин.....	108
Сербин Д.В., Васильев Н.И., Дмитриев А.Н., Большунов А.В. Тепловой снаряд для экологически безопасного вскрытия подледникового озера Восток (Антарктида).....	110
Сыркин Д.А. Разработка методики исследования морских площадей бурения и анализ технологий бурения интервалов с возможным проявлением придонного газа.....	112

Талалай П.Г. Перспективы развития передовых технологий бурения скважин во льду.....	113
Торопов Т.М. Использование телеметрии в процессе бурения скважин.....	114
Федорова Н.Г. Расчет долговечности и гамма-процентный ресурс скважин.....	116
Чудинова И.В., Николаев Н.И., Мартель А.С. Разработка состава бурового раствора для бурения скважин в глинистых породах.....	120
Шахрай С.С. Подбор рецептуры тампонажной смеси и технологии цементирования обсадных колонн в условиях солевой агрессии.....	121
Швец В.В., Третьяк А.А. Фильтр новой конструкции.....	123
Яворская А.А., Мерзляков М.Ю., Егорова В.В. Исследование влияния буферных жидкостей на повышение качества цементирования скважин.....	125
Яворская А.А., Мерзляков М.Ю., Егорова В.В. Методы повышения качества цементирования скважин.....	127

CONTENTS

Bakirova A.D., Shaliapin D.V., Dvoynikov M.V. Research of viscoelastic composition as a well-killing fluid.....	12
Blinov P.A., Tsygelnnyuk E.Yu., Sadykov M.I., Dosenko M.A. The use of special additives in anhydrous solutions for the prevention of absorption.....	13
Blinov P.A., Tsygelnnyuk E.Yu., Sadykov M.I., Dosenko M.A. The use of water-swellaable polymers to secure the wellbore when drilling intervals of highly fractured rocks.....	14
Boykov E.V., Evdokimov I.N., Losev A.P., Mogilnichenko M.A. Application of drilling solution on the basis of direct emulsion for drilling unstable clay and argillites..	15
Borisov K. A., Tretyak A. A. Method of calculating the wear and PDC bit operating time	17
Bulakh A.M., Gadzhiev S.G., Evdokimov I.N., Lepeshkin S.N., Losev A.P. Ways of optimization of numerical calculations of the well profile and hydraulic losses at tripping operation.....	19
Vasiliev N.I., Lipenkov V.Ya., Dmitriev A.N., Bolshunov A.V., Turkeyev A.N., Serbin D.V., Ignatiev S.A. Ice drilling to obtain ancient ice cores.....	20
Galishin R.N. Analysis and development of cement slurry for eliminating the uptake...	22
Gasumov R.A. Technology for improving well performance in difficult mining and geological conditions.....	23
Getmanchenko S.A. Tretyak A.Y. Hydrodynamic analysis of armored PDC drill bits...	25
Gorelikov V.G., Basova L.A., Uspekhov A.M. Classification of sedimentary rocks and selecting the method of drilling.....	27
Grigorovich A.V., Grigorovich N.V., Leusheva E.L. Development of an algorithm for calculation of the probability of complications in the drilling process.....	28
Grossu A.N. Modern approach to the technological solution to the process of hydraulic ore mining.....	30
Dvoynikov V.M., Milashin S.S., Dvoynikov M.V. Finding optimal technological parameters of directional drilling by using information of the MWD systems.....	31
Dvoynikov M.V., Kunshin A.A. Design and process engineering of slotted liner running in extended reach drilling.....	33
Dmitriev A.N., Budovskaya M.E. Dynamics of the temperature regime of the lake water at the bottom of the borehole.....	35
Dolgov S.V. Problems of drilling in conditions of high reservoir temperature and abnormally high reservoir pressures.....	37

Dyulmanov I.V., Zhivotovskiy A.S. Loading speed affecting compression strength and Young's modulus for artificial shale pellets.....	39
Egorova V.V., Morenov V.A. Study of the mechanisms of structure formation of polymeric reagents.....	41
Zakirov A.Y., Khomutov A.Y., Kulakov K.V. Combining the interests of science and business as a window of opportunity for training drilling specialists.....	42
Zaripov V.N., Fedorov S.K., Voronina M.V. Increasing the durability of subcouplings of the drilling pipes by means of electromechanical processing.....	44
Zimina D.A., Dvoynikov M.V. Development of the cementing slurry for well casing in the cryolite zone.....	46
Ishbaev G.G., Dilmiev M.R., Kandalov Y.Y. Technologies of drilling in complicated conditions of «BURINTEKH» Ltd.....	47
Kadochnikov V.G., Dvoynikov M.V. Operational control and management of drilling parameters of directional wells.....	50
Karakozov A.A. Improvement of the technical means and technologies of drilling for offshore geological engineering.....	53
Karakozov A.A., Parfenjuk S.N. Development of hydraulic drills for drilling degassing wells under the conditions of Donbass.....	54
Klimov V.V. Diagnostics of the technical condition of vertical and horizontal wells in oil and gas fields and underground gas storages. Problems and solutions.....	55
Konesev V.G., Rogachev M.K., Korobov G.Yu., Teptereva G.A. The ways to retain well deliverability during construction stage.....	57
Korotkov S.A., Szpilman A.V., Denisenko K.S. Problems of drilling, fastening and operation of wells in difficult geocryologic conditions. Ways of their decision.....	59
Kuchin V.N., Dvoynikov M.V., Tsygelnuk E.Yu. The development of compositions and technologies for isolation of water inflows when drilling oil and gas wells.....	61
Leusheva E.L. Efficiency increase of well drilling in hard rocks.....	63
Lushnikov L.L. Guidelines for calculating the penetration rate for DTH hammer	65
Lushnikov L.L. Existing problems of well plugging upon its completion and solutions	67
Melekhin A.A., Melekhina Y.V. MWD system for rotary drilling.....	69
Merzlyakov M.Yu., Yavorskaya A.A., Yakovlev A.A. Study of water-containing ability of gas-liquid cement mixtures.....	71
Merkulova V.A., Kiselev V.I., Sorokin V.V. Features of constructive decisions in the development of new gas-condensate fields of northern Russian areas.....	72

Milivoevich Ya., Sidorov D.A., Tsikplonu D.E., Nutskova M.V. Study on the effect of component composition on technological properties of oil-based drilling fluids.....	74
Minakov A.V., Neverov A.L., Mikhenkova E.I., Zhigarev V.A., Matveev A.V. The control of the properties of water based drilling fluids with additives of nanoparticles...	76
Minchenko Y.S. Improvement of the technology for restoring tightness of wells in underground rock salt reservoirs.....	78
Mirsaetov O.M., Shumihin A.A. Features horizontal drilling in zones of fracturing.....	80
Morenov V.A. Improving the energy efficiency of electrical units operated at the construction of wells.....	81
Morozov V.A., Dvoynikov M.V. Investigation regime parameters for directional drilling and optimum stable work of the “drill bit – screw downhole motor – drill pipe column” system.....	83
Muliukov R.A., Hafizov A.R., Komkova L.P. Construction of tilt-and-directional and horizontal wells in carbonate and terrigenous reservoirs in fields of Republic of Bashkortostan.....	84
Muraev Ju.D. Thermostatically controlled drill.....	86
Neverov A.L., Lesik E.I., Minakov A.V., Mihienkova E.I. Research of the effect of salt solutions on the hydration of clay minerals in drilling oil and gas wells.....	88
Nikitin V.I., Zhivaeva V.V., Nechaeva O.A., Kamaeva E.A. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottomhole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase.....	89
Nikolaev N.I., Zhapkhandaev C.A., Koval’chuk V.S. Analysis of corrosion-resistant cements for well cementing in conditions of hydrogen sulfide aggression.....	91
Nozdrya V.I., Martynov B.A., Krivoshej A.V., Nikitin S.Yu. Technologies and materials for solution of drilling and well workover problems.....	94
Nosov I.S., Ernandes R.D.R. Development of cement compositions for cementing oil and gas wells in corrosive environments	95
Nutskova M.V. Drilling well control is non-impossible component in the education for well drilling specialists.....	96
Oganov A.S. Innovative system of training of specialists in drilling on land and sea at the Gubkin University.....	98
Oganov A.S., Simonjanc S.L., Vjaznikovcev S.F. Development of import-substitute materials and technologies for the construction of wells in complicated conditions.....	99
Onofrienko S.A., Tret'yak A.Ya., Rybal'chenko Y.M. Drilling mud for the drilling in abnormal operating conditions.....	100

Pavelyeva O.N. Development of technologies and equipment for construction of wells used for extraction of high-viscosity oils.....	102
Petrakov D.G., Kupavykh K.S., Kupavykh A.S. Efficiency analysis of bottomhole zone hydropulse treatment at well development and workover.....	104
Petrov P.V., Nikolaev N.I. Perfection the reverse method of cementing.....	106
Rudiaeva E.Y., Nutskova M.V. Study and development of viscoelastic compositions for the liquidation of loss of circulation in well drilling	108
Serbin D.V., Vasilev N.I., Dmitriev A.N., Bolshunov A.V. Thermal drilling assembly for ecologically clean access of the subglacial lake Vostok (Antarctica).....	110
Syrkin D.A. Development of the methodology of investigation of marine space of drilling and analysis of technologies of drilling of intervals with possible shallow gas blowout.....	112
Talalay P.G. Perspectives for future development of advanced ice drilling systems.....	113
Toropov T.M. The use of telemetry in drilling wells.....	114
Fedorova N.G. Calculation of endurance and gamma-percentage service life of wells...	116
Chudinova I.V., Nikolaev N.I., Martel' A.S. Design flushing fluid for drilling wells in shales	120
Shakhrai S.S. Selection of the formulation of grouting mixture and of the technology of cementing casing in conditions of salt aggression.....	121
Shvec V.V., Tretyak A.A. A new type of strainer construction.....	123
Yavorskaya A.A., Merzlyakov M.Yu., Egorova V.V. Studying the effect of spacer fluids on the improvement of the quality of cementing wells.....	125
Yavorskaya A.A., Merzlyakov M.Yu., Egorova V.V. Methods to improve the quality of cementing wells.....	127

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ В КАЧЕСТВЕ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН RESEACH OF VISCOELASTIC COMPOSITION AS A WELL-KILLING FLUID

Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В., Двойников М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Bakirova A.D., Shaliapin D.V., Dvoynikov M.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: вязкоупругий состав, глушение, жидкость, продуктивный пласт.

На многих нефтяных месторождениях России в качестве жидкостей глушения часто используются растворы солей кальция или натрия. Такие жидкости глушения являются малоэффективными технологическими жидкостями. Их использование часто приводит к ухудшению фильтрационных свойств коллектора и, следовательно, снижению дебита скважин. Многие применяемые жидкости глушения на углеводородной основе также часто не удовлетворяют необходимым требованиям [1].

С целью предотвращения отрицательного влияния технологических жидкостей на продуктивность скважин необходима разработка состава, позволяющего максимально сохранить коллекторские свойства продуктивного нефтеносного пласта.

В данной работе были получены и исследованы гели на основе полисахаридов – КМОЭЦ, ГЭЦ, ПАЦ В, ПАЦ Н, модифицированный крахмал, ХВ-полимер. Также получены гели на основе ПАА.

В качестве сшивающих агентов исследованы соли меди, алюминия, железа, никеля и хрома, такие как сульфат меди (CuSO_4), сульфат алюминия ($\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$), хлорид железа (FeCl_3), хлорид и ацетат хрома (CrCl_3 , Ac_3Cr), двуххромовокислый калий ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) [2].

После использования вязкоупругих составов (гелей) в качестве жидкости глушения состав необходимо удалить из ствола скважины. Для беспрепятственного удаления геля его структура должна быть разрушена, что может быть достигнуто различными способами, например механически, путем кислотной обработки или введением деструкторов. Исследование деструкторов является продолжением данной научной работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. С.А.Рябокоть. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин - ОАО НПО «Бурение», 2006 г;
2. В.И. Крылов, В.В. Крецул. Технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин - Ташкент, 2009 г.

Keywords: viscoelastic, well kill, fluid, reservoir.

It is widespread to use calcium or sodium salt as a basis of drill mud in oil and gas fields in Russia as a well-killing fluid. Such kinds of fluids are inefficient technological fluids because they affect on formation's properties, reduce reservoir quality and flowrate. A lot of oil-based muds also don't meet the requirements [1].

Nowadays is very necessary to develop a special fluid composition what could save reservoir properties of oil-filled formation.

In this title investigated and developed different gels based on polysaccharide, poly-anionic cellulose, polyacrylamide, polymer and modified starch. As a crosslinker developed copper's, aluminum's, iron's, nickel's and chromium's salt (CuSO_4), aluminum sulfate ($\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$), ferric chloride (FeCl_3), chromium chloride and acetate (CrCl_3 , Ac_3Cr), potassium bicarbonate ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) [2].

REFERENCES

1. S.A. Ryabokon. Technological fluids for well's completion and workover - OJSC «Burenie», 2006;
2. V.I. Krylov, V.V. Kretsyl. Technological fluids for well's completion and workover – Tashkent, 2009.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ДОБАВОК В БЕЗВОДНЫХ РАСТВОРАХ ДЛЯ ПРОФИЛАКТИКИ ПОГЛОЩЕНИЙ THE USE OF SPECIAL ADDITIVES IN ANHYDROUS SOLUTIONS FOR THE PREVENTION OF ABSORPTION

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: вскрытие продуктивных горизонтов, изоляция воды, водонефтяной контакт, разобщение пластов, растворы на безводной основе.

Качество вскрытия продуктивного пласта и строительства скважины в целом во многом зависит от состава и свойств бурового раствора, т.к. буровой раствор – это технологическая жидкость, находящаяся в постоянном контакте с горными породами. Во время бурения с репрессией на пласт неизбежно формирование зоны кольматации пласта, а также проникновение фильтрата бурового раствора в пласт[1].

Использование буровых растворов на водной основе обычно приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи. Усилению кольматирующего эффекта способствует также изменение гидродинамического давления в процессе СПО.

Выбор безводной эмульсии позволяет избежать или свести к минимуму данные виды осложнений, т.к. основой раствора является масло (минеральное или

органическое), которое по физико-химическим свойствам родственно пластовому флюиду, а, следовательно, не образует с ним малоподвижных смесей, блокирующих поровое пространство призабойной зоны скважины [3].

Использование водонабухающих полимеров (ВНП) в безводных растворах продиктовано необходимостью ограничения водопритока из пласта в скважину для повышения качества добываемого флюида. Плюсы использования ВНП: высокая проникающая способность, химическая стойкость к пластовым флюидам и быстрое действие [2].

Исследован ряд составов ВНП с целью определения их изоляционных свойств горных породах, насыщенных флюидом и пластовой водой при их фильтрации в продуктивной толще. В качестве основы рассмотрены безводные растворы, применяемые в нефтегазовых компаниях. Исследована химическая стойкость ВНП к жидкостям, используемым при освоении скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабаян Э.В. Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление: Учебное пособие – Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. - 252 с.
2. Петров Н.А., Коренько А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. Исследование водонабухающего полимера с целью расширения области применения реагента [Электронный ресурс] // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2007. 16 с. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PetrovNA/PetrovNA_8.pdf
3. Овчинников В.П., Яковлев И.Г., Аксенова Н.А., Сирин А.В., Рожкова О.В. Эффективность применения буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов месторождений Красноярского края // Бурение и нефть. – 2014. №03. С. 10-13.

ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ЗАКРЕПЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ПРОХОДКЕ ИНТЕРВАЛОВ СИЛЬНОТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД THE USE OF WATER-SWELLABLE POLYMERS TO SECURE THE WELLBORE WHEN DRILLING INTERVALS OF HIGHLY 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: ликвидация поглощений, трещиноватость, бурение, водонабухающие добавки.

При бурении скважин, особенно разведочных, одним из наиболее часто встречающихся видов осложнений является поглощение буровых растворов, а часто и катастрофические поглощения с интенсивностью более сотен кубических метров

раствора в час. На втором месте по распространённости стоит проблема устойчивости стенок скважины при бурении интервалов с развитой зоной трещиноватости [1,2].

Одним из способов решения данных проблем 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;
- быстрое действие;
- высокая степень набухания в первые 10-15 часов [1,2].

Исследован ряд составов водонабухающих полимеров 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, тип, состав и количество водонабухающего полимера, глубина его проникновения и дифференциальное давление. Также предлагается способ доставки состава в неустойчивый интервал скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабаян Э.В. Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление: Учебное пособие – Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. - 252 с.
2. Петров Н.А., Коренько А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. Исследование водонабухающего полимера с целью расширения области применения реагента [Электронный ресурс] // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2007. 16 с. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PetrovNA/PetrovNA_8.pdf

ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИН И АРГИЛЛИТОВ APPLICATION OF DRILLING SOLUTION ON THE BASIS OF DIRECT EMULSION FOR DRILLING UNSTABLE CLAY AND ARGILLITES

Бойков Е.В., Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Могильниченко М.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва,
ООО НИИЦ «Недра-тест», Москва

Boykov E.V., Evdokimov I.N., Losev A.P., Mogilnichenko M.A.
Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow,
Research and Testing Center «Nedra-Test» LLC, Moscow

Ключевые слова: бурение, буровой раствор, прямая эмульсия, ингибирующая способность.

Известно, что на нефтегазовых месторождениях мира при проводке скважин около 70-75% вскрываемых пластов представлено глинистыми отложениями и около 70% технологических осложнений связано с неустойчивым состоянием ствола скважины при бурении в них. Инженерно-технические ошибки в процессе бурения возникают из-за недостаточной оценки свойств глинистых отложений и аргиллитов и их поведения в процессе разбухания. К причинам технической неэффективности тех или иных решений чаще всего относят вид и состав применяемого бурового раствора, его способность ингибировать гидратацию и скреплять зерна породы.

Вследствие недостаточной ингибирующей и крепящей способности применяемые растворы на водной основе (РВО) не всегда обеспечивают стабильность стенок скважины, особенно при бурении неустойчивых горизонтальных участков. Это приводит к дополнительным затратам на длительную проработку, а также на ликвидацию последствий осложнений/аварий. Принято считать, что наиболее предпочтительным и правильным решением для бурения таких интервалов является использование растворов на углеводородной основе (РУО). Но использование РУО сопровождается рядом серьезных отрицательных факторов: их высокая стоимость, проблема утилизации шлама и сбросов и др. Компромиссным решением может являться применение бурового раствора на основе прямой эмульсии.

Основа разработанной нами рецептуры бурового раствора представляет собой бинарный, минерализованный моновалентными катионами, раствор полимера в воде. В качестве дисперсной фазы (содержание до 20 %) можно применять минеральное масло, дизельное топливо, нефть. Стабилизацию эмульсии в диапазоне температур до +90°C обеспечивают специально подобранный эмульгатор серии PetroMulW. Типы солей и ингибирующих добавок, их концентрации определялись с помощью анализа кривых ползучести искусственных кернов из реального шлама (тиманской, саргаевской и фроловской свиты) в условиях одноосного сжатия на установке Геотек АСИС. Ингибирующие свойства буровых растворов оценивали по критерию конечной деформации образцов в условиях их свободного набухания на установке TLD-10.

Анализ ингибирующих свойств разработанной прямой эмульсии с модельными РВО и РУО показал, что прямая эмульсия снижает набухание глинистых образцов на 80% в сравнении с РВО, и имеет разницу с РУО менее 20%.

Разработанные буровые растворы прошли апробацию в компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» на Западно-Эргинском месторождении (ХМАО) при бурении 2-х горизонтальных секции (~3350-4200 м) с зенитным углом >80°.

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИЗНОСА И НАРАБОТКИ НА ДОЛОТО,
АРМИРОВАННОЕ PDC
METHOD OF CALCULATING THE WEAR AND PDC BIT OPERATING TIME**

Борисов К.А., Третьяк А.А.

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, Новочеркасск*

BorISOV K.A., TreTyak A.A.

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Ключевые слова: износостойкость, износ по высоте, ускоренные испытания материалов, нагрузочное приспособление, площадка затупления, осевая нагрузка, абразивный круг, путь трения, скорость бурения, наработка инструмента.

Режущий элемент PDC состоит из синтетического алмаза и твердосплавной основы, чьи относительные износостойкости отличаются в 95-100 раз, в следствии этого твердосплавная основа изнашивается быстрее, за счет чего PDC самозатачивается, формируя задний угла α . Изменение величины площадки затупления зависит от ширины режущей части F , длинны режущей части B и заднего угла α .

$$F = \alpha(F \times B), \text{ мм}^2$$

Для исследования процесса износа пластин PDC и его интенсивности нами был проведен эксперимент, в ходе которого были изучены износ режущих элементов во времени, и установлена связь между абразивностью породы и наработкой на PDC. Исследование износостойкости проводили на установке для ускоренного испытания материалов (УИМ-2) с горизонтальной осью вращения. Установка основывается на настольном горизонтально-фрезерном станке с пристроенным нагрузочным приспособлением. В процессе эксперимента выполнялись следующие условия: давление на режущих кромках изнашиваемого образца не должно превышать 18 МПа – из условий твердости используемого абразивного круга. Скорость истирания не должна превышать 2,24 м/с из условий работы режущих кромок долота диаметром 214 мм и путь трения при изнашивании должен быть не более 942 м – из условий работы станка УИМ-2 за 20 мин при частоте вращения 50 об/мин [1].

В ходе эксперимента определяли начальную площадку затупления, начальную осевую нагрузку, и путь трения режущего элемента PDC. После истирания на абразивном круге измеряли износ режущего элемента по высоте и определяли новое значение площадки затупления. Определяли конечное и среднее значение удельной нагрузки на PDC в процессе истирания. Определяли интенсивность износа по высоте во времени. Далее цикл повторяли.

Среднее значение интенсивности изнашивания по высоте на АК по семи замерам составило $i_{h(t)PDC}^1 = 0,00507$ мм/мин при коэффициенте вариации $K_V = 10,8\%$.

Таким образом, ускоренные лабораторные исследования износостойкости PDC на абразивном круге УИМ-2, позволяют установить интенсивность износа PDC по высоте во времени, что в свою очередь дает возможность производить расчеты механической скорости бурения и наработки на инструмент.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е. / Разработка методики расчета наработки породоразрушающего инструмента с алмазно-твердосплавным вооружением / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. - №12. С. 2-8.

Key words: wear resistance, wear height, accelerated material testing, loading device, blunt ground, axial load, abrasive wheel, friction path, drilling speed, tool life.

PDC cutting element consists of synthetic diamond and a carbide base which relative wear resistance differs in 95-100 times, as a result the carbide base wears out faster, whereby the PDC self-sharpens to form the back angle α . The change in the blunt area size depends on the width of the cutting part F , the length of the cutting part B and the back angle α .

$$F = \alpha(F \times B), \text{ mm}^2$$

In order to study the process of PDC plates wear and its intensity, we conducted an experiment in which the wear of the cutting elements over time was studied and a relationship was established between the abrasiveness and PDC bit operating time.

The study of wear resistance was carried out at the accelerated material testing facility (AMT-2) with the horizontal axis of rotation. The installation is based on a desktop horizontal milling machine with an attached loading jig. The following conditions were fulfilled during the experiment: the pressure on the cutting edges of the wearing sample should not exceed 18 MPa - from the hardness conditions of the abrasive wheel used. The abrasion rate should not exceed 2.24 m/s from the working conditions of the cutting edges of the bit with a diameter of 214 mm and the rubbing wear path should not be more than 942 m - from the conditions of the AMT-2 machine operation for 20 minutes at a speed of 50 rpm [1].

During the experiment the initial blunt area, the initial axial load, and the rubbing path of the PDC cutting element were determined. After the wear on the abrasive wheel, the wear of the cutting element was measured in height and a new value of the blunt area was determined. Determination of the final and average value of the specific load on the PDC during the abrasion process was made. The intensity of wear in height and in time was determined. Then the cycle was repeated.

The average value of wear rate in height in seven measurements is $i_{h(t)PDC}^1 = 0.00507$ mm/min with a coefficient of variation $K_V = 10,8\%$. Thus, accelerated laboratory PDC durability studies on abrasive wheels AMT-2, allow to set the intensity of the PDC wear height in time, that in its turn, makes it possible to perform calculations of ROP and operating time of the tool.

REFERENCES

1. Tret'jak A.A., Litkevich Ju.F., Aseeva A.E. Razrabotka metodiki rascheta narabotki porodorazrushajushhego instrumenta s almazno-tverdosplavnym vooruzheniem. Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – 2010. – No.12. – Pp.2-8.

СПОСОБЫ ОПТИМИЗАЦИИ ЧИСЛЕННЫХ РАСЧЁТОВ ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ СПУСКОПОДЪЁМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

WAYS OF OPTIMIZATION OF NUMERICAL CALCULATIONS OF THE WELL PROFILE AND HYDRAULIC LOSSES AT TRIPPING OPERATION

Булах А.М.¹, Гаджиев С.Г.², Евдокимов И.Н.³, Лепешкин С.Н.¹, Лосев А.П.^{1,3}

¹ООО НИИЦ «Недра-тест», Москва, ²ООО «ПетроИнжиниринг», Москва,

³РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

Bulakh A.M.¹, Gadzhiev S.G.², Evdokimov I.N.³, Lepeshkin S.N.¹, Losev A.P.^{1,3}

¹Research and Testing Center «Nedra-Test» LLC, Moscow, ²PetroEngineering LLC, Moscow,

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow

Ключевые слова: оптимизация расчетов, профиль скважины, спускоподъемные операции, гидравлические потери.

Текущий уровень развития вычислительной техники, предназначенной для персонального использования, позволяет производить такие сложные вычислительные операции, которые ранее можно было встретить лишь в специализированных исследованиях. Тем не менее, и на современных ЭВМ решение некоторых численных задач может занимать существенное время.

В настоящем докладе группа авторов делится опытом оптимизации расчетных алгоритмов, реализованных в программе для гидравлических расчетов бурения DiPCEngineer®. В частности, приводятся способы оптимизации скорости вычислений для следующих задач:

- расчет координат точек профиля скважины (длина по стволу, зенитный угол, азимутальный угол, глубина по вертикали, отход на север, отход на восток) по методу кольцевых дуг минимальной кривизны;
- интерполяция профиля скважины, построенного методом кольцевых дуг минимальной кривизны, по заданной длине ствола и по заданной вертикальной глубине;
- итерационный расчет допустимых скорости и ускорения талевого блока при выполнении спускоподъемных операций в скважине.

Для алгоритмов расчета профиля скважины выявлены и имплементированы ограничительные требования к исходным данным, такие как обязательное задание экстремальных точек профиля (с зенитным углом 90°) и точек поворота профиля по азимуту (точек с азимутальными углами, кратными 90°). Предложен способ сокращения количества вычислительных операций при интерполяции профиля на

заданную глубину по вертикали, заключающийся в предварительном расчете профиля методом кольцевых дуг минимальной кривизны с максимальной детализацией (интервал детализации короче элемента КНБК) и в дальнейшем использовании линейных интерполяций.

Для алгоритмов итерационного расчета скорости и ускорения талевого блока при СПО выявлены способы сокращения количества вычислений, заключающиеся в выполнении предварительных расчетов с граничными исходными данными (максимальными и минимальными скоростью и ускорением), а также в оптимизации численных схем расчета эпюр линейных скоростей бурового раствора в кольцевом пространстве для реологических моделей Оствальда, Шведова-Бингама и для приближенной расчетной схемы по модели Гершеля-Балкли.

Описанные способы оптимизации вычислений реализованы в программе для ЭВМ DiPCEngineer, зарегистрированной ФИПС РФ. Программа прошла апробацию и применяется несколькими сервисными нефтегазовыми компаниями.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН ВО ЛЬДУ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ КЕРНОВ ДРЕВНЕГО ЛЬДА ICE DRILLING TO OBTAIN ANCIENT ICE CORES

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

¹*ФГБУ «Арктический и антарктический НИИ», Санкт-Петербург*

²*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург*

***Vasiliev N.I.², Lipenkov V.Ya.¹, Dmitriev A.N.², Bolshunov A.V.², Turkeyev A.N.¹,
Serbin D.V.², Ignatiev S.A.²***

¹*«Arctic and Antarctic Research Institute» Federal State Budgetary Institution, Saint-Petersburg*

²*Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg*

Ключевые слова: Антарктида, бурение, скважина, керн, древний лёд, подледниковое озеро, палеоклимат.

В настоящее время поиски исследования древнего льда в Антарктиде является приоритетной задачей международного антарктического сообщества. Изучение этого льда позволит уточнить причины, которые в середине плейстоцена вызвали перестройку климатической системы нашей планеты (в англоязычной литературе – Mid Pleistocene Transition или MPT).

В разрезе ледника, вскрытом скважиной на российской станции «Восток», выделяются три участка (рис. 1). Верхние 3310 метра разреза представляют собой атмосферный лед с первичным залеганием слоев. Эта часть ледниковой толщи, легко датируемая традиционными методами, содержит уникальную информацию о прошлых изменениях климата и газового состава атмосферы за последние 420 тыс. лет. В

интервале глубин 3310-3539 м ледниковый покров сложен атмосферным льдом, испытавшим складчатые деформации и перемешивание слоев в придонной части ледника. Имеющийся в распоряжении российских исследователей ледяной керн со станции Восток является на сегодняшний день самым древним и, более того, единственным полученным в Восточной Антарктиде керном, возраст льда в котором превышает 1 млн. лет.

Наличие льда возрастом более 1 млн. лет под станцией Восток означает, что в районе Купола В, откуда берет начало линия тока льда, проходящая через скважину 5Г, должен залегать еще более древний антарктический лед с ненарушенной стратиграфией. Указанные обстоятельства дают российским ученым возможность с опережением получить многие из ожидаемых научных результатов, запланированных международными проектами.

На реализацию этой возможности и направлена разработанная в ААНИИ и Горном университете долгосрочная программа поиска и исследования древнего льда в Антарктиде.

Key words: Antarctica, drilling, borehole, core, ancient ice, subglacial lake, paleoclimate.

Currently, retrieval and studies of ancient ice cores is a priority task for the International Antarctic community. Studies of these ice samples will help to clarify causes that in the Great Ice Age triggered alteration of the Planet's climate system, also known as the Mid Pleistocene Transition.

Three intervals are identified within the cross-section of the glacier that was penetrated by a borehole drilled at the Russian Vostok Station (Figure 1). The upper interval of 3310 m in thickness is formed by atmospheric ice and is characterized with initial bedding. This part of the glacier ice can be easily dated using conventional methods and contains unique information on the changes in climate and the atmospheric composition during the past 420 thousand years. Within the depth range of 3310-3539 m the ice cap is made up of atmospheric ice that has undergone fold deformation and intermixing of beds at the near-bottom part of the glacier. The ice core from the Vostok Station available to the Russian researchers is currently the oldest and the only core sample recovered in East Antarctic which ice age exceeds 1 million years.

Presence of ice material with the age of over 1 million years below the Vostok Station means that even more ancient undisturbed Antarctic ice should be deposited in the area of Dome B, which is the starting point of the ice flow that crosses Borehole 5G. These preconditions give Russian researchers the possibility to obtain most of the expected scientific results envisaged by various International projects faster than it was expected.

A long-term programme to retrieve and study ancient ice in Antarctica developed by the Arctic and Antarctic Research Institute and St. Petersburg Mining University is aiming to realize this opportunity.

АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF CEMENT SLURRY FOR ELIMINATING THE UPTAKE

Галишин Р.Н.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Galishin R.N.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: поглощение, тампонажная смесь, осложнения.

Поглощение бурового раствора является одним из основных видов осложнений. Установить точные причины возникновения поглощения и выбрать эффективные мероприятия по ликвидации данного осложнения очень сложно из-за большого числа факторов, которые влияют на возникновение поглощений [2].

Тампонажные смеси должны легко прокачиваться насосами и сохранять текучесть в течение времени, необходимого для закачивания смеси. После закачивания в скважину смеси должны быстро загустевать и твердеть, проникать в любые поры и трещины, но в тоже время не растекаться, быть устойчивыми и стабильными, обладать хорошей сцепляемостью с горными породами и обсадными трубами, быть восприимчивыми к обработке реагентами, не растворяться в пластовых водах, не растворять горные породы стенок скважин, быть термостойкими и стойкими к агрессии пластовых вод, легко смываться с технологического оборудования и инструмента, легко разбуриваться, не быть токсичными [1].

В данной работе представлена разработка трех типов составов тампонажных смесей: гипсовый раствор, гипсоцементный и быстросхватывающаяся смесь (БСС). Проведен анализ физических и реологических показателей данных растворов, а также механических показателей полученного цементного камня. Проведет анализ возможности использования пеноцементов для ликвидации поглощений.

По проведенным исследованиям сделаны выводы и рекомендации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
2. Зварыгин В.И. Тампонажные смеси: учеб. пособие/В. И.Зварыгин. – Красноярск: Сиб.федер. ун-т, 2014. – 216 с.

Key words: uptake, cement slurry, complications.

Absorption of drilling mud is one of the main types of complications. To establish the exact causes of absorption and to choose effective measures to eliminate this complication is

very difficult because of the large number of factors that influence the occurrence of acquisitions [2].

Cement slurry should be easily pumped by pumps and maintain fluidity for the time required to pump the mixture. After pumping into the well, the mixtures must quickly thicken and harden, penetrate into any pores and cracks, but at the same time do not spread, be stable and stable, have good adhesion to rocks and casing, be susceptible to treatment with reagents, do not dissolve in reservoir water, do not dissolve the rocks of the walls of wells, be heat-resistant and resistant to the aggression of formation water, it is easy to wash off the process equipment and tools, it is easy to drill out, not to be toxic [1].

In this paper, the development of three types of compounds of oil-well mixtures is presented: gypsum mortar, gypsum cement and quick-setting mixture (BSS). The analysis of physical and rheological parameters of these solutions, as well as mechanical characteristics of the cement stone obtained, was carried out. Analyze the possibility of using foam cements to eliminate acquisitions.

According to the research, conclusions and recommendations were made.

REFERENCES

1. Basarygin Yu.M., Bulatov AI, Proselkov Yu.M. Complications and accidents when drilling oil and gas wells. - M.: ООО Nedra-Business Center, 2000. - 679 p.
2. Zvarygin V.I. Packing mixtures: training. allowance / In. I. Zvarygin. - Krasnoyarsk: Sib.feder. Univ., 2014. - 216 p.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ TECHNOLOGY FOR IMPROVING WELL PERFORMANCE IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS

Гасумов Р. А.

АО «СевКавНИПИГаз», Ставрополь

Gasumov R.A.

JSC SevKavNIPIGaz, Stavropol

Ключевые слова: разработка месторождений, эксплуатационный фонд скважин, геолого-технические мероприятия, обеспечение проектного уровня добычи углеводородов.

Одним из основных направлений стратегии развития газовой промышленности является повышение степени извлечения газа и газового конденсата из недр, а также поддержание и восстановление эксплуатационного фонда скважин для обеспечения добычи углеводородов на проектном уровне.

Многие газовые месторождения находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется истощением продуктивных пластов, падением пластовых давлений и обводнением скважин, что приводит к возникновению различных осложнений: разрушение призабойной зоны пласта, обводнение пласта, образование

глинисто-песчаных пробок, самозадавливание скважин и т.д., приводящих к снижению уровня добычи газа.

Повышение качества разработки месторождений и эксплуатации скважин требует применения инновационных подходов для обеспечения проектного уровня добычи газа, в т.ч. в рамках геолого-технических мероприятий. Каждое месторождение рассчитано на длительный, протяженностью несколько десятков лет, срок эксплуатации. За столь длительное время эксплуатации происходят существенные изменения в геолого-промысловых параметрах самого месторождения и геолого-технических характеристиках каждой скважины.

Надежность фонда скважин характеризуется таким его состоянием, когда обеспечивается эффективная эксплуатация месторождения в соответствии с проектными показателями разработки и уровнем экономической эффективности, а также обеспечивается выполнение действующих норм и требований, предъявляемых к техническому состоянию, экологической и промышленной безопасности скважин.

В условиях стареющих основных фондов, падающей добычи, длительно эксплуатируемых месторождений основой обеспечения надежности фонда скважин являются геолого-технические мероприятия, которые представляют собой комплекс мер геологического, технологического, технического и экономического характера, направленный на реализацию проектных решений с целью обеспечения максимальной (оптимальной) добычи углеводородов и получения дополнительной прибыли недропользователем, и являются неотъемлемой частью системы управления разработкой месторождений.

Key words: development of fields, operational well stock, geological and technical measures, ensuring the design level of hydrocarbon production.

One of the main directions of the gas industry development strategy is to increase the degree of gas and gas condensate extraction as well as maintain and restore the operational well stock to ensure the design level of hydrocarbon production.

Many gas fields are at the final stage of development which is characterized by depletion of productive formations, reservoir pressure drop and watering of wells leading to various complications: bottom hole formation damage, formation watering, clay-sand plugging, self-killing of wells, etc. resulting in lower gas production.

Improving the quality of field development and well operation requires the use of innovative approaches to ensure the design level of gas production including within the framework of geological and technical measures. Each field is designed for a long, ten of years, service life. For such a long period of operation significant changes occur in the geological and field parameters of the field itself and geological and technical characteristics of each well.

Well stock reliability is characterized by ensuring the effective operation of the field in accordance with design indicators of development and economic efficiency level as well as

ensuring compliance with existing standards and requirements for the technical condition, ecological and industrial safety of wells.

In conditions of depleted well stocks, decreasing production, long-term operating fields, well stock reliability is ensured on the basis of geological and technical measures which are a set of measures of a geological, technological, technical and economic nature aimed at design solutions to ensure maximum (optimal) production of hydrocarbons and additional profits by the mineral resources user; and are an integral part of field development management.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДОЛОТ, АРМИРОВАННЫХ PDC HYDRODYNAMIC ANALYSIS OF ARMORED PDC DRILL BITS

Гетманченко С. А., Третьяк А.Я.

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)

имени М.И. Платова, Новочеркасск

Getmanchenko S.A. Tretyak A.Y.

Platov South Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Ключевые слова: долото, армированное PDC; гидравлический анализ, гидравлика.

Важным элементом процесса разработки долот, армированных PDC является анализ гидравлической конфигурации и долота. Сложный процесс компьютерного моделирования улучшает показатели очистки, охлаждения режущих элементов и эксплуатационные характеристики долот.

Нами подана заявка на изобретение стабилизирующего двухъярусного долота, режуще – скалывающего типа, которое включает нижний забуривающий ярус, включающий стабилизаторы нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти нижнего забуривающего яруса, верхний разбуривающий ярус, включающий хвостовик, внутренний канал долота, стабилизаторы верхнего разбуривающего яруса и режущие лопасти разбуривающего яруса, режущие лопасти нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего разбуривающего яруса выполнены симметрично с радиально расположенными режущими элементами, стабилизаторы нижнего забуривающего яруса и стабилизаторы верхнего разбуривающего яруса представляют собой спиральные калибрующие поверхности, стабилизаторы верхнего разбуривающего яруса оснащены высокостойкими штырями, обладающими калибрующим действием, промывочные отверстия расположены в нижнем забуривающем ярусе долота, отличающееся от известных долот тем, что количество режущих элементов на лопастях нижнего забуривающего яруса равно количеству режущих элементов на лопастях верхнего разбуривающего яруса, в котором соосно оси долота внутри него расположен постоянный кольцевой магнит.

Долото спроектировано и изготовлено специально для бурения твердых и средней крепости по буримости горных пород. Благодаря улучшенной стабилизации,

эффективной структуре вооружения (расположения резцов), улучшенной гидравлики, высококачественному резцу PDC долото обладает повышенной надежностью и обеспечивает высокую скорость при бурении в средних, твердых и абразивных породах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Третьяк А.Я., Сысоев Н.И., Буренков Н.Н. Расчет конструктивных параметров буровых колонок, армированных PDC// Oil&Gas Journal Russia– 2012. - №5. - С. 66-69

Key words: armored PDC drill bit; hydrodynamic analysis, hydraulics.

The important part of the armored PDC drill bit construction is the analysis of drill bit's hydraulic configuration. The complex process of computer modelling helps to increase cooling characteristics, cutter cooling and exploitation characteristics of the drill bits

We offer application for an invention of the stabilized two-stage cutting – shearing drill bit , which is comprised of lower drill-in stage, which includes lower drill-in stage stabilizers and lower drill-in stage cutters, and upper drill-out stage, which includes tail piece, drill bit's interior, upper drill-out stage stabilizers and upper drill-out stage cutters; upper drill-out stage and lower drill-in stage cutters have symmetrical construction with radially extending cutters, upper and lower stage stabilizers are spiral calibrating surfaces; upper stage stabilizers have highly durable calibrating rods installed on; flushing holes are located on the lower drill-in stage of the drilling bit, which distinguish itself from other drilling bits by having the same amount of cutters on the lower drill-in stage and upper drill-out stage, which has coaxially installed permanent magnet ring.

This drill bit was especially designed and constructed for drilling in hard and medium hard rocks. Thanks to upgraded stabilization and effective cutter placement, increased hydraulic efficiency and high quality cutter this PDC drill bit has high reliability and increased drilling speed in medium, hard and abrasive rocks.

REFERENCES

1. Tretyak A.Y., Sysoev N.I., Burenkov N.N. Raset konstruktivnih parametrov burovyh kolonok// Oil & Gas Journal Russia – 2012.- №5 pp. 66-69.

КЛАССИФИКАЦИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД И ВЫБОР СПОСОБА ИХ БУРЕНИЯ CLASSIFICATION OF SEDIMENTARY ROCKS AND SELECTING THE METHOD OF DRILLING

Гореликов В.Г.¹, Басова Л.А.¹, Успехов А.М.²

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

²*ФКУ УПРДОР «Россия», Великий Новгород*

Gorelikov V.G.¹, Basova L.A.¹, Uspekhov A.M.²

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

²*FKU UPRDOR «Russia», Velikiy Novgorod*

Ключевые слова: поглощение, тампонажная смесь, осложнения.

При бурении геологоразведочных скважин с поверхности земли достаточно сложным и трудоемким процессом является проходка верхних толщ, как правило, представленных различными осадочными породами. Сложность бурения верхних интервалов горных пород объясняется склонностью осадочных пород к оползанию, наличием валунно-галечных включений, сильной обводненности и т.д. В таких условиях довольно часто происходит сужение или обрушение ствола скважины. Осложнения возникают как при бурении скважины, так и при креплении ствола скважины обсадными трубами. Из-за сужения или обрушения стенок скважины приходится неоднократно перебуривать и расширять зауженный ствол скважины. По этой же причине не всегда удается сразу установить колонну обсадных труб. В практике бурения иногда время на проходку и крепление верхнего слоя осадочных пород может составлять до 50% от общего времени на строительство скважины. С целью предупреждения возможных осложнений при бурении скважин в верхних толщах неустойчивых осадочных пород, начальный диаметр бурения может составлять 151мм и более. В таких случаях имеет место сложная конструкция крепления ствола скважины обсадными трубами. В дальнейшем такая конструкция не позволяет применять высокие частоты вращения бурового снаряда (1000-1500 мин⁻¹), что ведет к увеличению времени строительства скважины. В практике отечественного и зарубежного строительства геологоразведочных скважин в таких сложных условиях известны специальные методы, например, бурение с использованием «ходовой» колонны. В качестве породоразрушающего инструмента применяются коронки особой конструкции – «башмаки» или съемные коронки (долота). Такие методы позволяют вести бурение с извлечением керна и одновременным креплением ствола скважины колонной обсадных труб. Однако эти методы не унифицированы и не всегда эффективны. Так бурение с использованием обсадных труб и «башмаков» требует повторного разбуривания керна внутри обсадной колонны. Вторая существенная причина малоэффективности этого метода заключается в том, что из-за низкой

износостойкости «башмаков» не всегда удастся пройти, например, валунно-галечные отложения одним диаметром.

При выборе технических средств и технологии бурения скважин в верхних толщах осадочных пород в первую очередь следует учитывать их твердость и устойчивость пород, которая определяется степенью их связности. Существует ряд классификаций горных пород [1, 2], но применительно к толще осадочных горных пород четвертичного комплекса к настоящему времени отсутствует единая классификация, в которой учитывались и твердость и устойчивость горных пород; только применительно к глинистым породам известна классификация в которой учитываются устойчивость и твердость горных пород и различные виды осложнений, имеющие место при бурении скважин [3]. Исходя из этого, авторами предлагается классификация осадочных пород по устойчивости, связности и степени их твердости. В разработанной классификации приведены основные типы горных пород, обладающие той или иной степенью устойчивости, связности и твердости. Для каждой группы пород указывается способ бурения и установки колонны обсадных труб (одновременно с бурением скважины или с последующим креплением ствола скважины). Исключением в предлагаемой классификации являются неустойчивые породы типа торфов и почв органогенной группы осадочных пород. В этой группе горных пород установку обсадной колонны возможно выполнять после бурения ствола скважины, поскольку не возникает существенных осложнений во время спуска обсадной колонны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ломтадзе, В.Д. Физико-механические свойства горных пород. Методы лабораторных исследований. – Л.: Недра, 1990. – 328с.
2. Афанасьев, И.С. Справочник по бурению геологоразведочных скважин/ И.С. Афанасьев, Г.А. Блинов, Н.Н. Бухарев и др. – СПб.: Недра, 2000. – 712 с.
3. Яковлев, А.М., Берсенева, Д.И. Бурение скважин в глинистых породах/ Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг.пр-ва. Обзор. – М.: ВИЭМС, 1989. – 45с.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR CALCULATION OF THE PROBABILITY OF COMPLICATIONS IN THE DRILLING PROCESS

Григорович А.В., Григорович Н.В., Леушева Е.Л.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Grigorovich A.V., Grigorovich N.V., Leusheva E.L.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, осложнения, математическое моделирование.

Цель работы – разработать математические методы прогнозирования осложнений в процессе бурения, используя расчетные формулы теории вероятности и статистики. Для этой цели было выбрано несколько видов осложнений: поглощения, проявления, осыпи и обвалы, а также прихваты бурового инструмента. Результат проведенных исследований демонстрируются на примере поглощений.

В качестве критериев расчета были выбраны следующие параметры:

- тип горной породы;
- категория горных пород по крепости;
- коэффициент кавернозности;
- пористость;
- проницаемость;
- тип бурового раствора.

Для формирования исходных данных было изучено более 70 месторождений.

Key words: well drilling, complications, mathematical modeling.

The goal of the work is the development of mathematical methods of complication forecasting in the drilling process by using the formulas of the Theory of Probability and Mathematical Statistics. For this purpose several kinds of complications were chosen: loss of returns, well flow, slide rocks and caving, as well as sticking. The results of this researching are demonstrated in the example of loss of returns.

As a criterion of the calculation was chosen the next parameters:

- type of rock;
- rock hardness;
- cavernosity ratio;
- void structure;
- conductivity;
- mud type.

For the formation of the initial data, more than 70 oil and gas fields were studied.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕШЕНИЮ ПРОЦЕССА СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ MODERN APPROACH TO THE TECHNOLOGICAL SOLUTION TO THE PROCESS OF HYDRAULIC ORE MINING

Гроссу А.Н.

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)

имени М.И. Платова, Новочеркасск

Grossu A.N.

Platov South Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Ключевые слова: скважинная гидродобыча железных руд, Гостищевское месторождение железных руд КМА, гидродобычный снаряд, извлекаемость руды.

Запасы богатых железных руд с содержанием железа до 68 %, исчисляемые многими млрд. тонн, сосредоточенные в пределах Белгородской области Курской магнитной аномалии (КМА), залегают в сложных горно-геологических условиях. Однако сложность их добычи заключается в том, что геологический разрез представлен мощными отложениями гематито-мартитовой руды в интервале 530-795 м с чередующимися прослоями железной слюдки мощностью до 90 сантиметров.

Скважинная гидродобыча (СГД) этих руд впервые была внедрена на Шемраевском месторождении в 1990 году. За три года эксплуатации было добыто более 200 тыс. тонн высококачественной железной руды с глубины 600-700 м. Такая руда позволяет без предварительного обогащения в электрометаллургическом производстве получать высококачественную сталь.

Анализ существующих гидродобычных снарядов, которые применялись на Шемраевском месторождении, позволил выявить присущие им недостатки и сконструировать новое устройство для скважинной гидродобычи железной руды - буровое долото с гидромониторным приводом для разрушения прослоев горных пород и приготовления пульпы из рыхлых железных руд, применительно к геологическим условиям Гостищевского месторождения, с помощью которого происходит не только разрушение породы, но также и прорезание породных прослоев [1].

Технология гидродобычи железной руды с применением нового бурового долота позволит значительно повысить извлекаемость руды из мощных пластов, разделенных прослоями горных пород IV и V категорий по буримости [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Третьяк А.Я., Литкевич Ю.Ф., Сапожников И.К., Гроссу А.Н. Буровое долото режущего типа с гидромониторным приводом для скважинной гидродобычи железных руд // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Техн. Науки. 2015. № 1. - С. 107-110.
2. Третьяк А.Я., Литкевич Ю.Ф., Гроссу А.Н. Технология гидродобычи железной руды на месторождениях Курской магнитной аномалии // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2015. - № 3. - С. 50-54

Key words: hydraulic borehole mining of iron ores, Gostischevskoye deposit of iron ores KMA, drill bit, recoverability of ore.

Stocks of rich iron ores with an iron content of up to 68%, estimated at many billion tons, concentrated within the Belgorod region of the Kursk magnetic anomaly (KMA), lie in complex mining and geological conditions. However, the complexity of their extraction lies in the fact that the geological section is represented by powerful deposits of hematite-martitic ore in the interval of 530-795 m with alternating interlayers of iron sluice up to 90 centimeters in diameter.

The process of hydraulic borehole mining of iron ores was first implemented at the Shemraevskoye field in 1990. Over three years of operation, more than 200 thousand tons were mined. Tons of high-quality iron come from a depth of 600-700 m. Such an ore allows to obtain high-quality steel without preliminary enrichment in the electrometallurgical production.

Analysis of the existing combinations of hydraulic drill bits and drilling equipment used at the Shemraevskoye field made it possible to identify the inherent shortcomings and to design a new device for borehole hydrate extraction of iron ore - a drill bit with a hydromonitor drive to destroy interlayers the hills and the preparation of pulp from loose iron ores, with reference to the geological conditions of the Gostishchevskoye deposit, which not only breaks the rock but also cuts the rock layers. [1]

The technology of hydrally mining iron ore with the use of a new drill bit will significantly increase the recoverability of ores from powerful strata separated by interbeds of rocks of IV and V categories by drillability [2].

REFERENCES

1. Tretyak A.J., Litkevich Y.F., Sapozhnikov I.K., Grossu A.N. Drilling bit of cutting type with hydraulic monitor drive for hydraulic borehole mining of iron ores // *Izv. universities. North-Kavk. region. Techn. nauki.* - 2015. - № 1. pp. 107-110.
2. Tretyak A.J., Litkevich Y.F., Grossu A.N. The technology of hydraulic ore mining on Kursk magnetic anomaly field // *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'.* – 2015. - №3. pp. 50-54

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИИ С СИСТЕМ MWD

FINDING OPTIMAL TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF DIRECTIONAL DRILLING BY USING INFORMATION OF THE MWD SYSTEMS

Двойников В.М., Милашин С.С., Двойников М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Dvoynikov V.M., Milashin S.S., Dvoynikov M.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин; резонанс; колебания; контроллер.

На основе анализа данных акселерометра и гироскопического компаса, оценивающих в режиме реального времени динамическую составляющую бурильной колонны в процессе углубления скважины, а также технических характеристик внутрискважинного инструмента и оборудования буровой установки, предложен алгоритм, предотвращающий вхождение в резонанс компоновки низа бурильной колонны (КНБК), путем прогнозирования и своевременного контроля вынужденных крутильных и собственных колебаний системы, изменением частоты ее вращения и нагрузки на долото.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Двойников М.В. Анализ результатов исследований технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI 10.18454/PMI.2017.1.86.
2. Морозов В.А., Двойников М.В., Блинов П.А. Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото - винтовой забойный двигатель - бурильная колонна»// Нефтегазовое дело. 2018. Т.16. №2 С. 35 – 43.
3. 2016 Atmel Corporation. / Rev.: Atmel-42735B-ATmega328/P_Datasheet_Complete-11/2016.

Key words: drilling; resonance; vibrations; controller.

Based on analysis of accelerometer and gyroscope data, which valuate (in real time) the dynamic component of drill string in the process of hole deepening and also the specifications of equipment drilling rig – we are suggest the algorithm, which prevents resonance the bottom of the drill string by the prognostication and control of forced oscillations and characteristic oscillation also by the changing of rotation frequency and weight on bit (WOB).

REFERENCES

1. Двойников М.В. Анализ результатов исследований технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI 10.18454/PMI.2017.1.86.
2. Морозов В.А., Двойников М.В., Блинов П.А. Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото - винтовой забойный двигатель - бурильная колонна»// Нефтегазовое дело. 2018. Т.16. №2 С. 35 – 43.
3. 2016 Atmel Corporation. / Rev.: Atmel-42735B-ATmega328/P_Datasheet_Complete-11/2016.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ СПУСКА ХВОСТОВИКА В СКВАЖИНАХ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ

DESIGN AND PROCESS ENGINEERING OF SLOTTED LINER RUNNING IN EXTENDED REACH DRILLING

Двойников М.В., Куншин А.А.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Dvoynikov M.V., Kunshin A.A.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, заканчивание скважин, скважины с большим отходом от вертикали, хвостовик, турбулизатор, прихват, цифровое прототипирование, 3D-печать.

Сложность освоения труднодоступных территорий, таких как Арктический шельф, предусматривает бурение скважин с морской платформы, либо с береговой линии. Как правило, проектный профиль таких скважин имеет большой отход от вертикали (БОВ), который может превышать 12 км. При этом длина наклонных и горизонтальных участков скважины составляет от 4 км до 9 км.

Строительство скважины с БОВ сопровождается значительными капитальными затратами и рисками на всех этапах её сооружения. При бурении и заканчивании таких скважин возникают осложнения и аварии, обусловленные силами трения и неконтролируемостью напряженно-деформированного состояния (НДС) бурильного инструмента и обсадных колонн во время их вращения и спуско-подъёмных операций. К наиболее частым осложнениям относятся посадки хвостовика-фильтра в процессе его спуска в скважину и недохождение до проектной глубины. Данные осложнения могут быть вызваны неконтролируемостью геомеханических процессов в скважине, обусловленных деформациями горных пород [1].

Рассмотрен процесс разработки усовершенствованной конструкции щелевого фильтра, для позволяющего повысить эффективность спуска в скважины с большим отходом от вертикали. Приведены варианты спуска хвостовика и его соединения с фильтром через силовой переводник или вертлюг. Даны оценки по каждому варианту спуска и выбран оптимальный способ. Предложен сценарий с изменением компоновки фильтровой части для оптимизации прочностных и динамических характеристик в ходе операции заканчивания скважины и её последующей эксплуатации.

Произведены расчёты существующих моделей фильтров, выявлены их недостатки и на этом основании предложен цифровой прототип фильтра.

Предложен вариант компоновки фильтра с направляющими турбулизаторами. Спроектирован прототип изделия и произведена его печать на 3D-принтере PLA-пластиком.

Представлены результаты расчётов момента на трение при его спуске. Выявлен критерий установки направляющих турбулизаторов на фильтре, предотвращающий прогиб тела фильтра от собственного веса и соприкосновения со стенкой скважины.

Разработка конструкции фильтровой части хвостовика с оптимальными параметрами НДС в зонах критических напряжений позволит обеспечить повышение его надёжности и долговечности в процессе эксплуатации скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Abbassian F. Extended Reach Drilling / Abbassian F., Judzis A., Blikra H. etc. // BP Industry Extended Reach Wells. – BP Exploration, 1997.

Key words: drilling; resonance; vibrations; controller.

The complexity of developing hard-to-reach areas, such as the Arctic Shelf, calls for drilling of wells with offshore platform or from the shoreline. Generally, the horizontal displacement of such wells may exceed 12 km. Besides, the length of tangential and horizontal sections ranges from 4 km to 9 km.

Construction of extended-reach wells is accompanied by significant capital expenditure and risks at all stages of construction. Lots of drilling problems and accidents arise during drilling and completing of such wells. These are caused by frictional forces and the uncontrollable stress-deformation state of the drilling tool and casing during rotation and trip. When a filter is running into a well, the most common problems are slacking off and its inability to reach the projected depth. These problems may be related to the uncontrollable geomechanical processes in the hole, which are caused by the deformation of rocks [1].

Examine the process of developing an improved design of slotted liner, which makes it possible to increase the efficiency of running into extended-reach wells is considered. The options of running a liner with the filter through the power sub or swivel are discussed. Each option of running is estimated and the optimal method is selected. A scenario is proposed with changing the filter part of the assembly to optimize the strength and dynamic characteristics during well completion and subsequent field operation.

Existing models of filters are considered, their shortcomings are discovered and, on this basis, a digital filter prototype is proposed.

A filter assembly with guiding turbulators, their number and arrangement are proposed. The prototype is designed and printed on a 3D-printer.

The calculations result of the friction moment during its running are presented. The criteria for installing guiding turbulators on a filter are established, which prevents the filter body to deflect from its own weight and contact with the borehole wall.

Designing the filter part of the liner with optimal parameters in stress-deformation state will enhance its reliability and durability during well production.

REFERENCES

1. Abbassian F. Extended Reach Drilling / Abbassian F., Judzis A., Blikra H. etc. // BP Industry Extended Reach Wells. – BP Exploration, 1997.

**ДИНАМИКА ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ОЗЕРНОЙ ВОДЫ НА ЗАБОЕ
СКВАЖИНЫ**
**DYNAMICS OF THE TEMPERATURE REGIME OF THE LAKE WATER AT THE
BOTTOM OF THE BOREHOLE**

Дмитриев А.Н., Будовская М.Е.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Dmitriev A.N., Budovskaya M.E.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: Антарктида, глубокое бурение, ледниковый массив, ледяной керн, скважина, вскрытие, озерная вода, теплообмен, подледниковое озеро Восток.

Предлагается и анализируется решение температурного режима вблизи границы забой скважины – подледниковое озеро, где температура льда близка к точке плавления. Объектом исследований является технология бурения и эксплуатации глубокой скважины 5Г, пробуренной в ледниковом массиве на российской станции Восток в Антарктиде.

В настоящее время скважина 5Г имеет сложную ступенчатую конструкцию. Верхние 120 метров скважины изолированы от водопроницаемого фирна обсадной колонной.[1] Забойная часть скважины 5Г находится на границе с подледниковым озером. Проведение дальнейших исследований вступает в новую фазу и невозможно без соблюдения ряда условий: устойчивости стенок скважины на её призабойном участке выхода в подледниковое озеро; надёжности и безотказности работы всех механизмов и систем устройства доставки научно-исследовательской аппаратуры в озеро.[2]

Для соблюдения указанных условий предполагается расширение скважины в месте контакта с озером до 300 мм на высоту 10 метров, для исключения примерзания доставочного снаряда с модулем на грузонесущем кабеле, оснащённым научно-исследовательской аппаратурой, к стенкам скважины, после проведения исследований в озере. Диаметр этого участка определяется потребным временем работы снаряда в глубинах озера. Осуществление технологического процесса расширения скважины до необходимого диаметра предполагается проводить с использованием теплового расширителя. Тепловой расширитель представляет собой цилиндрическое устройство с размещением по всей его длине двух электрических нагревательных элементов, мощность которых используется для интенсивного теплообмена его свободных поверхностей с окружающей средой (водой). Реализация теплового способа исключает намерзание воды на стенки скважины и обеспечивает требуемый диаметр нижнего участка скважины на весь период ведения исследовательских работ в подледниковом озере.

Несмотря на всю условность использованных в данной работе приёмов результаты расчётов представляются правдоподобными, особенно при малых

значениях перепада температуры между стенкой скважины и озёрной водой. Полученные данные скорости изменения температуры имеют близкое количественное совпадение, что свидетельствует о достоверности используемой методике расчётов. Полученные результаты показывают, что проведение работ по исследованию подледникового озера, а так же и донных отложений в дальнейшем, может быть осуществлено без риска осложнений, связанных с полной кристаллизацией озёрной воды в призабойном участке скважины до того, как исследовательский зонд достигнет при подъёме границы «лед-озеро».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Н.И., Большунов А.В., Дмитриев А.Н., Подоляк А.В., Сербин Д.В. Спуско-подъёмное устройство с полиспастной системой для исследования подледникового озера «Восток. // Международный научно-исследовательский журнал. № 9(51), часть 2, сентябрь. Екатеринбург, 2016 – стр.137-140.

2. Васильев Н.И., Зубков В.М., Дмитриев А.Н., Туркеев А.В., Подоляк А.В. Бурение глубокой скважины на станции Восток в Антарктиде и вскрытие подледникового озера Восток. Особенности и результаты. Бурение в осложнённых условиях: Материалы Международной научно-практической конференции. – СПб: «Лема», 2016. – с. 16-17.

Key words: Antarctica, deep drilling, ice sheet, ice core, borehole, unsealing, lake water, heat transfer, Subglacial Lake Vostok.

A solution of the temperature regime near the borehole surface, subglacial lake, is proposed and analyzed, where the temperature of the ice is close to the melting point. The object of research is the technology of drilling and operation of a deep Borehole 5G drilled in the ice sheet at Vostok Russian Research Station in Antarctica.

Currently, the Borehole 5G has a complex step construction. The top 120 meters of the borehole are insulated from a permeable firm casing. The downhole part of the Borehole 5G is located on the border with the subglacial lake. Further research enters a new phase and is impossible without observing a number of conditions: the stability of the walls of the well at its bottomhole exit to the subglacial lake; reliability and dependability of work of all mechanisms and systems for delivery of research equipment to the lake.

To comply with these conditions, it is supposed to expand the borehole at the site of contact with the lake up to 300 mm to a height of 10 meters, in order to exclude freezing of the delivery projectile with the module on the carrying cable equipped with research equipment to the walls of the borehole after conducting research in the lake. The diameter of this area is determined by the required time of the projectile in the depths of the lake. The implementation of the process of expanding the borehole to the required diameter is supposed to be carried out using a thermal expander. A thermal expander is a cylindrical device with the placement along its entire length of two electric heating elements, the power of which is used for intensive heat exchange of its free surfaces with the environment (water). The implementation of the thermal method eliminates the freezing of water on the walls of the

borehole and provides the required diameter of the lower portion of the borehole for the entire period of research in the subglacial lake.

Despite all the conventionality of the techniques used in this work, the results of the calculations seem plausible, especially at small values of the temperature difference between the borehole wall and the lake water. The obtained data on the rate of temperature change have a close quantitative coincidence, which indicates the reliability of the used method of calculations. The results show that further work on the study of the subglacial lake, as borehole as bottom sediments in the future, can be carried out without the risk of complications associated with the complete crystallization of lake water in the borehole bottom area before the research probe reaches the “ice -lake”.

REFERENCES

1. A.V. Klepikov, A.I. Danilov, V.Ya. Lipenkov, G.L. Leychenkov, A.V. Neelov. The main results of scientific studies of the subprogram “Study and Research of the Antarctic” FTP “World Ocean”. Collection of scientific articles "Problems of the Arctic and Antarctica". No. 1 (103), Saint-Petersburg, 2015 – p.19-31.
2. Vasilev N.I., Bolshunov A.V., Dmitriev A.N., Podoliak A.V., Serbin D.V. Pulling-and-running gear with reeving system for investigations of Subglacial Lake Vostok. // International Research Journal. № 9(51), vol. 2, Ekaterinburg. 2016 – pp.137-140

ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ И АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ PROBLEMS OF DRILLING IN CONDITIONS OF HIGH RESERVOIR TEMPERATURE AND ABNORMALLY HIGH RESERVOIR PRESSURES

Долгов С.В.

Кубанский государственный технологический университет, Краснодар

Dolgov S.V.

Kuban State Technological University, Krasnodar

Ключевые слова: геолого-технические условия, высокая пластовая температура, аномально высокое пластовое давление, бурение глубокой поисковой скважины.

Проблемы рассмотрены на примере строительства поисковой скважины №1 Крупская, Краснодарского края.

Характерной особенностью скважины является её значительная проектная глубина – 6150 м, большая мощность майкопских отложений – 1300 м и сложность термобарических условий в верхнеюрских отложениях, с перспективными продуктивными горизонтами, имеющими проектное пластовое давление порядка 100 МПа и температуру до 240°C. На глубине 5681 м пластовое давление по расчёту составило 126,5 МПа, градиент – 2,25 МПа/100 м.

Основным объектом поисков углеводородов являлись Юрские отложения, вскрытые с глубины 5314 м.

До глубины 5435 м разрез скважины №1 Крупская, в общем, повторил разрез титон-киммериджских отложений, вскрытых соседними скважинами. С глубины 5665 м вскрыт наиболее интересный разрез скважины. Первый перспективный объект – отложения органогенной постройки в отложениях герпегемской свиты верхней юры. При бурении в интервале 5669-5680 м отмечен рост механической скорости с 2 до 15 м/ч, увеличение газопоказаний с 0,5 до 6,5%. При вымыве забойной пачки газопоказания составили 26,5%.

Таким образом, к настоящему времени Крупской скважиной № 1 вскрыт разрез юрских отложений, представленных верхним отделом, включающим образования оксфорда-киммериджа-титона.

По предварительным результатам бурения скважины можно предположить с большей степени достоверности, что в трех отдельных комплексах отложений: чокракских, нижнемеловых и верхнеюрских, существуют благоприятные возможности для формирования залежей УВ. На это указывает наличие в этих отложениях коллекторов, покрышек, данные ГИС, ГТИ и высокие значения газопоказаний в буровом растворе в ходе строительства скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методика определения средней раскрытости трещин по данным гидродинамических исследований скважин., С.В. Долгов, С.Н. Королев, Н.Н. Долгова - Издательство Северо-Кавказского государственного технического университета, Ставрополь, 2001.

2. Проблемы проектирования строительства скважин в сложных горно-геологических условиях (на примере Северо-Кавказского региона). С.В. Долгов, Н.Н. Долгова - Научно-технический журнал "Наука и техника в газовой промышленности", №3, 2012.

Key words: geological and technical conditions, high reservoir temperature, abnormally high reservoir pressure, deep well drilling.

The problems are considered on the example of construction of the search well №1 Krupskaya, Krasnodar region.

A characteristic feature of the well is its significant design depth-6150 m, large capacity of Maikop deposits-1300 m and the complexity of thermobaric conditions in the upper Jurassic deposits, with promising productive horizons having a design reservoir pressure of about 100 MPa and a temperature of up to 240 ° C. At a depth of 5681 m reservoir pressure was calculated at 126.5 MPa, gradient – 2.25 MPa/100 m.

The main object of the hydrocarbon search was the Jurassic deposits discovered from the depth of 5314 m.

To the depths 5435 m borehole №1 Krupskaya, in General, repeated incision of the Teton-Kimmeridgian deposits recovered neighboring wells. The most interesting section of

the well was opened from the depth of 5665 m. The first promising object – the deposits of organogenic constructions in sediments garbagescout Suite of the upper Jurassic. While drilling in the interval 5669-5680 m marked increase in the mechanical speed from 2 to 15 m/h, the increase in gotpoetry from 0.5 to 6.5%. When vimio downhole bundle gazobetone was 26.5%.

Thus, to date, Krupskaya bore No. 1 revealed the cut of Jurassic sediments, represented by the upper Department, including education of the Oxford-Kimmeridgian-tetona.

According to the preliminary results of well drilling, it can be assumed with a greater degree of reliability that in three separate complexes of deposits: Chokrak, lower Cretaceous and upper Jurassic, there are favorable opportunities for the formation of hydrocarbon deposits. This is indicated by the presence in these sediments of reservoirs, tires, GIS data, GTI and high values of gas in the drilling fluid during the construction of wells.

REFERENCES

1. The method of determining the average crack opening according to hydrodynamic studies of wells., S. V. Dolgov, S. N. Korolev, N. N. Dolgova - publishing house of North Caucasus state technical University, Stavropol, 2001.
2. Problems of well construction design in complex geological conditions (on the example of the North Caucasus region). S. V. Dolgov, N. N. Dolgova - Scientific and technical journal "Science and technology in gas industry", №3, 2012.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СКОРОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ НАГРУЗКИ НА ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ И МОДУЛЯ ЮНГА РЕКОМБИНИРОВАННЫХ ОБРАЗЦОВ ГЛИНЫ LOADING SPEED AFFECTING COMPRESSION STRENGTH AND YOUNG'S MODULUS FOR ARTIFICIAL SHALE PELLETS

Дюльманов И.В., Животовский А.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва,

Dyulmanov I.V., Zhivotovskiy A.S.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow

Ключевые слова: прочность горных пород, ингибирующие свойства.

Бурение скважин в неустойчивых породах, например в глинах, в большинстве случаев сопровождается осложнениями, которые могут привести к полной ликвидации скважины, а следовательно и к убыткам. Чтобы избежать неблагоприятных последствий необходимо уделять внимание экспериментальному изучению свойств горных пород, слагающих неустойчивые пласты.

При бурении нефтяных и газовых скважин цельного кернового материала отбирается малое количество, которого не хватает для полноценных исследований. Поэтому актуальной задачей является разработка правильной методики изготовления

искусственных образцов, имеющих однотипные физико-механические свойства и вещественный состав. Лишь для таких однотипных образцов оценка механических свойств в зависимости от различных факторов будет значима.

ГОСТ 12248-2010 и ГОСТ 21153.2-84 описывают методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости глинистых грунтов и пород, однако эти ГОСТы не распространяются на искусственные образцы, полученные прессованием шлама. В данной работе были проведены серии испытаний, направленные на изучение зависимости предела прочности и модуля Юнга искусственных образцов от скорости возрастания нагрузки при одноосном сжатии.

При обработке результатов экспериментов было выявлено, что при малых скоростях нагружения (до 0,5 МПа/с) диаграммы деформаций содержат большое количество участков сброса напряжений, то есть происходит существенная релаксация образца в процессе измерения. Установлено, что при более высоких скоростях нагружения (0,63-2,51 МПа/с) диаграммы деформаций сглаживаются, что говорит о реализации квазиупругого режима в образце. На основании проведенных экспериментов, даны рекомендации по выбору параметров прочностных тестов рекомбинированных образцов глин.

Key words: strength of rocks, inhibitory properties.

Drilling wells in unstable rocks, such as clays, in most cases is accompanied by complications that can lead to the complete elimination of the well, and therefore to financial losses. In order to avoid adverse effects, it is necessary to pay attention to the experimental study of rock properties for such unstable layers.

When drilling oil and gas wells, a small amount of solid core material is collected, which is not enough for valuable research. Therefore, the urgent task is the development of correct preparation technique for artificial samples, which should possess equal physical and mechanical properties and mineralogical composition. Only for such similar samples, evaluation of mechanical properties depending on various factors will be valid.

GOST 12248-2010 and GOST 21153.2-84 standards describe methods for laboratory determination of strength and deformability characteristics of clay soils and rocks, but these state Standards do not touch artificial samples obtained by pressing drilled cuttings. In this paper, we conducted a series of tests, that were aimed at studying the dependence of the compression strength and young's modulus of artificial samples on the rate of increase in the load under uniaxial compression.

When processing the results of the experiments, it was found out that at low loading speeds (up to 0.5 МПа/с), the deformation diagrams contain a large number of stress relief areas. It means, that significant relaxation of the sample during the measurement process takes place. It was found out that at higher loading speeds (0.63-2.51 МПа/с) the deformation diagrams were smoothed, which indicates existence of a quasi-elastic mode in the sample. Based on the experiments, recommendations on how to choose the parameters for the strength of recombined clay samples were given.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ
ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ
STUDY OF THE MECHANISMS OF STRUCTURE FORMATION OF POLYMERIC
REAGENTS**

Егорова В.В., Моренов В.А.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Egorova V.V., Morenov V.A.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: буровые растворы, полимерные реагенты, структурообразование.

Как известно, полимерные реагенты – это вещества, состоящие из ряда повторяющихся или похожих групп атомов или иначе мономеров. Согласно функциональным особенностям и местам концентрации их в дисперсной системе они могут быть подразделены на две группы. К первой группе относятся поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые могут концентрироваться у поверхности раздела фаз, выполняя роль эмульгаторов, пенообразователей или пеногасителей, диспергаторов или смачивателей. Ко второй группе относятся полимерные реагенты, которые находятся преимущественно в дисперсионной среде и влияют на технологические свойства буровых растворов. Эти реагенты в свою очередь подразделяются на органические и неорганические.

Основной функцией полимерных реагентов является создание агрегативно устойчивых буровых растворов, в том числе в условиях повышенных температур и солевой агрессии. При выборе полимера-стабилизатора необходимо учитывать порядок ввода реагентов так как при обработке линейным полимером можно усилить процесс агрегатирования, особенно, если нарушается порядок ввода органического реагента и соли. Стабилизация водных буровых растворов линейными и разветвленными полимерами обусловлена образованием сольватно-гидратных слоев на поверхности дисперсной фазы, которые обладают повышенной вязкостью и упругостью, которые в свою очередь обеспечивают реализацию сил отталкивания.

Высокомолекулярные соединения по их отношению к дисперсной среде и дисперсной фазе можно разделить на загустители и адсорбенты.

Загустители относятся к слаборазветвленным органическим полимерам и имеют слабовыраженные анионные свойства или являются неионогенными соединениями. В пресных системах загустители влияют только на структурные свойства дисперсной среды, замедляя трансляционное движение молекул, вода под действием загустителей переходит в «связное» состояние. Загустители могут адсорбироваться на межфазовой поверхности, только в соленых системах, когда поверхность дисперсной фазы и макромолекул гидрофобизуется.

Адсорбенты – линейные и разветвленные полимеры с хорошо выраженным анионным характером, в первую очередь меняющие свойства межфазовой поверхности. Линейные полимеры в отличие от разветвленных могут адсорбироваться только в условиях повышенной минерализации, в то время как разветвленные могут адсорбироваться вне зависимости от минерализации дисперсной среды. Обладая высокой поверхностной активностью, разветвленные полимеры могут адсорбироваться на ребрах кристаллов глин и химически закрепляться на их поверхности, а их концентрация примерно равна концентрации анионов, которые учувствуют в ионном обмене. Эта оболочка предотвращает коагуляцию бурового раствора и обладает высокой устойчивостью к солевой агрессии. В соленасыщенных растворах стабилизирующее действие полимеров зависит от типа полимера, его устойчивости к повышению минерализации и порядка химической обработки.

Знание, к какой группе относится тот или иной полимер и механизм его структурообразующего действия позволит выбрать оптимальные реагенты для буровых растворов.

**ОБЪЕДИНЕНИЕ ИНТЕРЕСОВ НАУКИ И БИЗНЕСА КАК ОКНО
ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ
БУРЕНИЯ
COMBINING THE INTERESTS OF SCIENCE AND BUSINESS AS A WINDOW OF
OPPORTUNITY FOR TRAINING DRILLING SPECIALISTS**

*Закиров А.Я., Хомутов А.Ю., Кулаков К.В.
ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург
Zakirov A.Y., Khomutov A.Y., Kulakov K.V.
Gazpromneft STC, Saint-Petersburg*

Ключевые слова: бурение, наука, образование, проекты, сотрудничество.

В статье предлагается схема сотрудничества между нефтегазовыми компаниями, образовательными и научными учреждениями, а так же нефтесервисными компаниями и производителями оборудования. Основной акцент делается на вовлечении учащихся высших образовательных учреждений в проработку актуальных тем в области строительства скважин совместно с нефтегазовыми и нефтесервисными компаниями. Приводятся примеры реализации схемы сотрудничества. Описываются выгоды предлагаемой схемы сотрудничества для каждой из сторон.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Статья «Как объединить интересы науки и бизнеса: Деловой завтрак в ТПП РФ с президентом РАН Александром Сергеевым». Официальный сайт академии наук <http://www.ras.ru/news/shownews.aspx?id=08e97772-a85e-4373-87fc-eb850553eae9#content>.

2. М.С. Каллас Взаимодействие науки, образования и бизнеса как основа формирования инновационной среды в России. Вестник Томского государственного университета. Экономика. 2011г. <https://cyberleninka.ru/article/n/integratsiya-biznesa-obrazovaniya-i-nauki-na-regionalnom-urovne-v-tselyah-realizatsii-natsionalnoy-tehnologicheskoy-initsiativy>.

3. Гришакина Е.Г., «Проблемы координации взаимодействия науки, образования и бизнеса», Институт Экономики РАН, 2015г. https://inecon.org/docs/Grishakina_paper_20150203.pdf

Key words: drilling, science, education, projects, cooperation.

The article proposes a scheme of cooperation between oil and gas companies, educational and scientific institutions, as well as oilfield services companies and equipment manufacturers. The main focus is on the involvement of students of higher educational institutions in the development of topical issues in the field of well construction together with oil and gas and oilfield services companies. Examples of the implementation of the cooperation scheme are given. The benefits of the proposed cooperation scheme for each of the parties are described.

REFERENCES

1. Article "How to unite the interests of science and business: Business breakfast in the Chamber of Commerce and Industry of the Russian Federation with the President of the Russian Academy of Sciences Alexander Sergeev. The official website of the Academy of Sciences <http://www.ras.ru/news/shownews.aspx?id=08e97772-a85e-4373-87fc-eb850553eae9#content>.

2. M.S. Callas Interaction of science, education and business as a basis for forming innovative environment in Russia. Bulletin of Tomsk State University. Economy. 2011. <https://cyberleninka.ru/article/n/integratsiya-biznesa-obrazovaniya-i-nauki-na-regionalnom-urovne-v-tselyah-realizatsii-natsionalnoy-tehnologicheskoy-initsiativy>

3. Grishakina EG, "Problems of coordination of interaction between science, education and business", Institute of Economics, RAS, 2015. https://inecon.org/docs/Grishakina_paper_20150203.pdf

**ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПЕРЕВОДНИКОВ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН
ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКОЙ
INCREASING THE DURABILITY OF SUBCOUPLINGS OF THE DRILLING PIPES
BY MEANS OF ELECTROMECHANICAL PROCESSING**

Зарипов В.Н.¹, Федоров С. К.¹, Воронина М.В.²

¹МГТУ им. Н.Э. Баумана

²Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Zaripov V.N.¹, Fedorov S.K.¹, Voronina M.V.²

¹BMSTU

²Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: переводник, замковая резьба, износ, электромеханическая обработка (ЭМО), микротвердость, износостойкость, микроструктура.

Увеличение долговечности переводников бурильных колонн является актуальной задачей, решение которой позволит повысить эффективность работы нефтяных и газовых компаний при бурении скважин. Наиболее характерными дефектами переводников являются износ наружного диаметра, а также повреждение наружной и внутренней резьбы. Наличие указанных дефектов приводит к нарушению непрерывности бурения скважин, возникновению неустраняемого брака, простоям буровых установок и большим экономическим потерям. Статистические данные эксплуатации переводников бурильных колонн свидетельствуют, что средняя наработка на отказ составляет, в лучшем случае, не более 300-500 циклов навинчивания-свинчивания, после чего их заменяют новыми.

Целью настоящей работы является повышение эксплуатационных показателей и увеличение долговечности переводников бурильных колонн посредством исследования и разработки технологии финишной электромеханической поверхностной закалки наружной и внутренней замковой резьбы.

Результаты исследований и опытно-экспериментальных работ [1-2], выполненных в области электромеханической обработки, указывают на возможность повышения долговечности наружной и внутренней замковой резьбы переводников за счет целенаправленного повышения твердости и изменения структуры поверхностного слоя наиболее нагруженных участков деталей до оптимального значения.

Анализ технологических особенностей ЭМО свидетельствует о том, что при этом решена задача создания единого технологического комплекса операций механической и финишной термической обработки резьбы переводников на металлорежущих станках общего и специального назначения. Конкурентной особенностью разработанных технологий является возможность гибкого управления параметрами скоростного контактного электронагрева и одновременного термопластического деформирования материала поверхностного слоя с целью формирования уникальных быстрозакалённых структур, изменения микрогеометрии и текстуры волокон металла впадины резьбы, уменьшения размера зерна.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федорова Л.В. Повышение надежности резьбовых соединений электромеханической обработкой / Л.В.Федорова, Ю.С.Иванова, М.В.Воронина // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 456-461. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.456.
2. Fedorov S.K., Fedorova L.V., Ivanova Y.S., Voronina M.V. Increase of Wear Resistance of the Drill Pipe Thread Connection by Electromechanical Surface Hardening // International Journal of Applied Engineering Research. 2017, 12 (18), pp. 7485-7489.

Key words: subcouplings; tool-joint thread; wear; electromechanical processing (EMP); microhardness; wear resistance; microstructure.

Increasing the durability of subcouplings of the drilling pipes is an urgent task, the solution of which will increase the efficiency of the oil and gas companies in drilling wells. The most characteristic defects of the subcouplings are wear of the outer diameter, as well as damage to the external and internal threads. The presence of these defects leads to disruption of the continuity of drilling of wells, the occurrence of unrecoverable defects, the standstills of drilling rigs and large economic losses. The statistical data on the operation of subcouplings indicate that the average time between failures is, at best, no more than 300-500 cycles of screwing-screwing, after which they are replaced with new ones.

The purpose of this work is to improve performance and increase the durability of subcouplings through research and development of technology for finishing electromechanical surface hardening of external and internal tool-joint thread.

The results of research and experimental work [1-2] carried out in the field of electromechanical processing indicate the possibility of increasing the durability of the external and internal tool-joint thread of the subcouplings due to a purposeful increase in hardness and a change in the structure of the surface layer of the most loaded parts of parts to the optimum value.

The analysis of technological features of the EMP testifies that at the same time the task of creating a single technological complex of operations for mechanical and finishing heat treatment of the threads of the subcouplings on metal cutting machines of general and special purpose was solved. A competitive feature of the developed technologies is the ability to flexibly control the parameters of high-speed contact electric heating and simultaneous thermo-plastic deformation of the surface layer material with the aim of forming unique fast-quenched structures, changing the microgeometry and texture of the metal threads in the thread groove, and reducing the grain size.

REFERENCES

1. Fedorova L.V., Ivanova Yu.S., Voronina M.V. Improvement of Threaded Joint Reliability by Means of Electromechanical Processing. *Zapiski Gornogo instituta*, 2017. Vol. 266, p. 456-461. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.456.
2. Fedorov S.K., Fedorova L.V., Ivanova Y.S., Voronina M.V. Increase of Wear Resistance of the Drill Pipe Thread Connection by Electromechanical Surface Hardening. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2017. Vol. 12 (18), p. 7485-7489.

РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ

DEVELOPMENT OF THE CEMENTING SLURRY FOR WELL CASING IN THE CRYOLITZONE

Зими́на 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, цементирование, расширяющие добавки, микрокремнезем.

Результаты цементирования скважин на месторождениях в районах Крайнего Севера, где сложные горно-геологические условия способствуют повышению водоотделения в тампонажном растворе, показывают, что применение традиционных материалов не обеспечивает должного качества крепления скважин. [2] Разрабатываемый тампонажный камень должен обладать низкой проницаемостью, хорошей адгезией к горным породам и обсадной колонне, высокими прочностными показателями. Одним из путей решения данной задачи является использование в тампонажных составах расширяющих добавок. Наиболее подходящим для скважинных условий является оксидный тип расширения, так как он обеспечивает максимальную величину расширения при минимальной концентрации добавки.[1]

Для повышения прочности на сжатие и изгиб была предложена добавка, состоящая из концентрата наноструктур на основе диоксида кремния (микрокремнезем). Исследования показывают, что использование микрокремнезе́ма (10%) приводит к значительному уплотнению цементного камня (повышению прочности на сжатие в 3–6 раз). Анализ результатов проведенных лабораторных исследований показывает, что CaO от 8 до 10%, учитывая негативное влияние криолитозоны на процессы гидратации тампонажного материала, положительно влияет на сроки схватывания и прочность цемента. Наилучшие результаты получены при добавлении к тампонажному раствору 4% хлорида кальция, применяемого для ускорения срока схватывания.

Можно сделать вывод, что тампонажный раствор при граничных значениях диоксида кремния до 10%, окиси кальция от 8 до 10 % в 4 % -м растворе хлорида кальция характеризуется значительным расширением формирующегося из него камня, а также увеличением прочности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. - М: Недра, 1990.-406с.
2. Фролов А.А., Белей И.И. Практика цементирования скважин на месторождениях Крайнего Севера// Изв. Вузов. Нефть и газ. - 2000. - № 5. - С. 47-52.

Key words: cryolithozone, cementing, expanding additives, microsilica.

The results of well cementing at the fields in the Far North, where complex geological conditions contribute to an increase in water separation in the cement slurry, show that the use of traditional materials does not ensure the proper quality of well casing. [2] Developed cement stone must have low permeability, good adhesion to rocks and casing, high strength properties. One of the ways to solve this problem is to use expanding additives in the cement compositions. The most suitable for well conditions is the oxide type of expansion as it provides the maximum amount of expansion with the minimum concentration of additive. [1]

To increase the compressive and flexural strength, an additive consisting of a concentrate of nanostructures based on silica (microsilica) was proposed. Studies show that the use of microsilica (10%) leads to a significant compaction of cement stone (an increase in compressive strength of 3–6 times). Analysis of the results of laboratory studies shows that CaO (from 8 to 10%), included the negative impact of the cryolithozone on the hydration processes of the cement material, has a positive effect on the setting time and strength of the cement. The best results were obtained by adding to the cement slurry 4% calcium chloride, used to accelerate the setting time.

It can be concluded that the cement slurry with the boundary values of silicon dioxide to 10%, calcium oxide from 8 to 10% in a 4% solution of calcium chloride is characterized by a significant expansion of the stone formed from it, as well as an increase in strength.

REFERENCES

1. Bulatov A.I. Formation and operation of cement stone in the well. - М.: Nedra, 1990. - 406 p.
2. Frolov A.A., Beley I.I. The practice of cementing wells in the Far North // Izv. Universities. Oil and gas. - 2000. - № 5. - p. 47-52.

ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ООО НПП «БУРИНТЕХ» TECHNOLOGIES OF DRILLING IN COMPLICATED CONDITIONS OF «BURINTEKH», LTD

Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Кандалов Ю.Ю.

ООО НПП «БУРИНТЕХ», Уфа

Ishbaev G.G., Dilmiev M.R., Kandalov Y.Y.

Scientific and Production Enterprise «BURINTEKH», Ltd, Ufa

Ключевые слова: гелцементный буровой раствор, скважина, ингибирующие и гидроизолирующие свойства, кольматационный слой, ликвидация поглощений, неустойчивость стенок скважин, потеря циркуляции, ГЕЛЬ-ДРИЛЛ, ВIT-SBC, ВIT-PlugF.

При бурении скважин на месторождениях Оренбургской области и Республики Башкортостан приходится сталкиваться с различного рода осложнениями: осыпями и обвалами пород, представленных неустойчивыми аргиллитами и хрупкими углями, поглощениями бурового раствора. Для предупреждения и решения этих проблем ООО НПП «БУРИНТЕХ» предложены свои технологические решения. Буровой раствор ГЕЛЬ-ДРИЛЛ, обладает высокими тиксотропными, ингибирующими и гидроизолирующими свойствами. Особенности данного раствора является то, что в состоянии покоя он приобретает свойства твердого тела; создает непроницаемый коломатационный экран при вскрытии поглощающих интервалов; предотвращает осыпи и обвалы неустойчивых пород вследствие образования высокоструктурированного коломатационного слоя. Опытные-промысловые испытания показали эффективность данной технологии, так при использовании раствора ГЕЛЬ-ДРИЛЛ были достигнуты следующие технико-экономические показатели:

- увеличена техническая скорость бурения на 8,65 %;
- увеличена коммерческая скорость бурения на 6,5 %;
- снижены коэффициенты кавернозности в среднем на 6,2 %;

С самого рассвета бурения скважин и по нынешний день существуют осложнения, которые могут свести на «нет» применение высокотехнологичных и дорогостоящих решений. Одним из таких осложнений является поглощение промывочной жидкости. В зависимости от региона бурения поглощения могут возникать на разных интервалах, иметь разные масштабы, приводить к широкому спектру последствий (временным и материальным). Основываясь на своем опыте и знаниях, специалисты компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» разработали и внедрили технологии для ликвидации катастрофических поглощений: BIT-SBC и BIT-Plug F. Данные технологии активно применяются для ликвидации поглощений с 2017 г. География работ – Башкирия и Оренбургская область (Кулагинское, Таймурзинское, Манчаровское, Волостновское, Зайкинско-Зоринское месторождения). За время использования было проведено более 20 скважинных операций с различной интенсивностью поглощений от 5 – 50 м³/час до полного отсутствия циркуляции. Витогепроведения работ успешность составила 75 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Милейко А.А. Разработка и опыт применения гелцементного бурового раствора ГЕЛЬ-ДРИЛЛ на Татышлинском месторождении Республики Башкортостан // Бурение и нефть. – 2017г. - №4. – С. 23-26.
2. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Ишбаев Р.Р., Ложкин С.С., Петров Д.В. Ликвидация поглощений технологией BIT-SBC компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» // Бурение и нефть. – 2018г. - №7. – С. 24-25.

Key words: gel-cement slurry, well, inhibiting and waterproofing properties, colmatage mud cake, loss circulation control, well wall instability, loss of circulation, GEL-DRILL, BIT-SBC, BIT-Plug F.

When drilling wells on fields of the Orenburg Region and the Republic of Bashkortostan, have to face with various kinds of complications: debris and rockfalls, represented by unstable argillites and brittle coals, loss of circulation. For prevention and decide of these problems, LLC NPP BURINTEKH offered its own technological solutions. Drilling mud GEL-DRILL has high thixotropic, inhibiting and waterproofing properties. The features of this solution are that it have the properties of a solid when mud is at rest; creates an impenetrable mud cake screen at the loss-circulation intervals; prevents debris and collapses of unstable rocks due to the formation of highly structured mud cake screen. The field test showed the effectiveness of this technology, so while using GEL-DRILL solution the following technical and economic indicators were achieved:

- increased technical drilling rate by 8.65%;
- increased commercial drilling rate by 6.5%;
- reduced cavern index by an average of 6.2%;

Since the dawn of drilling and to this day, there have been complications that can destroy the benefits of using high-tech and expensive solutions. One of these complications is loss circulation. Depending on the region of drilling, loss circulation can occur at different intervals, have different scales, adduce to a wide range of effects (time and money). Based on our experience and knowledge, the specialists of the company NPP BURINTEKH developed and introduced technologies of loss circulation control: BIT-SBC and BIT-Plug F. These technologies are actively used to loss circulation control since 2017. Geography of works - Republic of Bashkortostan and Orenburg Region (Kulaginskoe, Taymurzinskoe, Mancharovsky, Volostnovskoe, Zaikinsko-Zorinskoe oil field). During use these technologies, more than 20 well operations were carried out with different loss circulation rates from 5–50 m³/h to the complete mud losses. As a result of the work, the success rate was 75%.

REFERENCES

1. G. Ishbaev, M. Dilmiev, A. Mileyko Development and experience of the cement gel mud GEL-DRILL application on Tatyshlinskaya field of the Republic of Bashkortostan // Drilling and oil. – 2017г. - №4. – P. 23-26.
2. G. Ishbaev, M. Dilmiev, R. Ishbaev, S. Lozhkin, D. Petrov BIT-SBC-TECHNOLOGY OF RESTORING LOST CIRCULATION BY «BURINTEKH» LLC NPP// Drilling and oil. – 2018г. - №7. – P. 24-25.

ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРАМИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН OPERATIONAL CONTROL AND MANAGEMENT OF DRILLING PARAMETERS OF DIRECTIONAL WELLS

Кадочников В.Г., Двойников М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Kadochnikov V.G., Dvoynikov M.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: скважина, параметры бурения, оперативный контроль, эквивалентная циркуляционная плотность, ЭЦП, большой отход от вертикали, БОВ, датчик давления, APWD.

Эффективность бурения скважин зависит от рационального выбора конструкции, траектории профиля скважины и надежной эксплуатации наземного и внутрискважинного оборудования с использованием оптимальных гидродинамических параметров течения и свойств промывочных жидкостей в сложных горно-геологических условиях.

Надежность и наибольшая производительность оборудования в скважине достигается путем контроля и оперативного управления основных параметров бурения, к числу которых относится осевая нагрузка на долото, частота вращения инструмента и расход очистного агента. Анализ результатов бурения наклонно-направленных скважин показал, что проводка сложно построенных траекторий профилей (скважины с отходом от вертикали более 3000 м) сопровождается затяжками и посадками инструмента с вероятностью от 25 до 30 %. Данные осложнения обуславливаются неконтролируемостью напряженно-деформируемого состояния (НДС) бурильной колонны (БК), что в свою очередь, с учетом гидродинамики промывки скважины, приводит к отворотам и изломам элементов компоновки БК, дифференциальным прихватам и газонефтеводопроявлениям (ГНВП).

Полученная математическая гидравлическая модель позволяет контролировать эквивалентную циркуляционную плотность раствора (ЭЦП) в призабойной зоне с помощью определения оптимального расхода бурового раствора. Однако для осуществления безаварийного строительства скважин, помимо эффективного режима промывки, необходимо также регулировать осевую нагрузку на долото и частоту вращения БК.

Зная осевую нагрузку на долото и механическую скорость бурения, по данным станции ГТИ, с помощью разработанного способа определяется фактическая осевая нагрузка, доходящая до забоя, при имеющемся значении частоты вращения БК. Также, значение механической скорости с учетом определенной фактической нагрузки на долото используется при расчете гидравлической программы, что позволяет контролировать ЭЦП, поддерживая оптимальный расход очистного агента. В случае несовместимости условий бурения, при возникновении вероятности ГРП или ГНВП,

необходимо уменьшить (увеличить) механическую скорость бурения, а обеспечение дохождения осевой нагрузки до забоя осуществляется с помощью регулирования частоты вращения БК.

На основе данных исследований разработан алгоритм оперативного контроля и управления параметрами бурения.

Осуществление оперативного управления и контроля фактической нагрузкой на долото с учетом частоты вращения БК, при недостаточной скорости и качестве передачи сигнала по гидравлическому каналу связи с телеметрической системы, позволит осуществить прогнозирование механической скорости, регулирующей ЭЦП и предотвратить возникновение аварийных ситуаций в скважине.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Двойников М.В., Блинов П.А., Кадочников В.Г. Способ контроля осевой нагрузки на долото при бурении наклонно направленных скважин винтовым забойным двигателем // Патент России №2646651RU, Е 21В44/02, 2018. Бюл. № 7. № 9(51), часть 2, сентябрь. Екатеринбург, 2016 – стр.137-140.

2. Леонов Е.Г., Федин Д.С. Совершенствование методики построения совмещенного графика давлений для скважин с наклонными и горизонтальными участками ствола // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. - № 5. – С. 15-21.

3. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.

4. Justin Cunningham, R. K. Bansal, Geoff George, Eisenhower De Leos. A New Continuous Flow System (CFS) for Managed Pressure Drilling. // IADC/SPE Drilling conference and exhibition (4-6 March, 2014, Fort Worth, Texas, USA) – Fort Worth, 2014. – 7 P.

5. Walt Aldred. Using downhole annular pressure measurements to improving drilling performance / Walt Aldred, John Cook, Peter Bern, Bill Carpenter, Mark Hutchinson, John Lovell, Iain Rezmer-Cooper, Pearl Chu Leder // Oilfield Review, Schlumberger. – 1998. – P. 40-55.

Key words: borehole, drilling parameters, operational control, equivalent circulating density, ECD, extended reach drilling, ERD, pressure sensor, APWD, weight on bit, WOB, tool rotation speed.

The efficiency of well drilling depends on a rational design choice, well profile trajectory and reliable operation of surface and downhole equipment using optimal hydrodynamic flow parameters and properties of flushing fluids in difficult geological conditions.

Reliability and the highest productivity of equipment in the well is achieved by monitoring and operating the basic drilling parameters, including the axial load on the bit, the rotational speed of the tool and the flow rate of the cleaning agent. Analysis of the drilling of directional wells showed that the wiring of complex trajectories of profiles (wells with a deviation from the vertical of more than 3000 m) is accompanied by tool puffs and landings

with a probability from 25 to 30%. These complications are caused by the uncontrollability of the stress-deformed state of the drill string, which in turn, taking into account the hydrodynamics of the well flushing, leads to lapels and fractures of the drill string layout elements, differential sticking and gas, oil and water shows.

The resulting mathematical hydraulic model allows you to control the EDS in the bottom-hole zone by determining the optimal flow rate of the drilling fluid. However, in order to implement trouble-free well construction, in addition to an effective flushing mode, it is also necessary to regulate the axial load on the bit and the rotational speed of the drill string.

Knowing the axial load on the bit and the mechanical drilling speed, according to the data of the geological and technical research station, the actual axial load, reaching the bottom, is determined using the developed method with the available rotational speed of the drill string. Also, the value of the mechanical speed, taking into account a certain actual load on the bit, is used in the calculation of the hydraulic program, which allows controlling the EDS, maintaining the optimal flow rate of the cleaning agent. In case of incompatibility of the drilling conditions, in case of occurrence of the probability of a hydraulic fracturing or oil, gas and water shows, it is necessary to reduce (increase) the rate of penetration, and the axial load reaches the bottomhole by adjusting the speed of rotation of the drill string.

Our research base has developed an algorithm for the operational monitoring and control of drilling parameters.

The implementation of operational control and monitoring of the actual load on the bit, taking into account the rotational speed of the drill string, with insufficient speed and quality of signal transmission through the hydraulic communication channel from the telemetry system, will allow prediction of the mechanical speed regulating the EDS and prevent emergency situations in the well.

REFERENCES

1. Dvoynikov M.V., Blinov P.A., Kadochnikov V.G. Sposob kontrolya osevoy nagruzki na doloto pri burenii naklonno napravlennih skvazhin vintovim zaboynim dvigatelem // The patent of Russia № 2646651 RU, E 21B 44/02, 2018. Byul. № 7.
2. Leonov E.G., Fedin D.S. Improving the methodology for constructing a combined pressure curve for wells with inclined and horizontal sections of the trunk // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - 2013. - No. 5. - P. 15-21.
3. Makovei N. Hydraulics of drilling. Trans. with rum. - Moscow: Nedra, 1986. - 536 P.
4. Justin Cunningham, R. K. Bansal, Geoff George, Eisenhower De Leos. A New Continuous Flow System (CFS) for Managed Pressure Drilling. // IADC/SPE Drilling conference and exhibition (4-6 March, 2014, Fort Worth, Texas, USA) – Fort Worth, 2014. – 7 P.
5. Walt Aldred. Using downhole annular pressure measurements to improving drilling performance / Walt Aldred, John Cook, Peter Bern, Bill Carpenter, Mark Hutchinson, John Lovell, Iain Rezmer-Cooper, Pearl Chu Leder // Oilfield Review, Schlumberger. – 1998. – P. 40-55.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЙ
БУРЕНИЯ ПРИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЯХ НА
ШЕЛЬФЕ
IMPROVEMENT OF THE TECHNICAL MEANS AND TECHNOLOGIES OF
DRILLING FOR OFFSHORE GEOLOGICAL ENGINEERING**

Каракозов А.А.

Донецкий национальный технический университет (ДонНТУ), Донецк, ДНР

Karakozov A.A.

Donetsk National Technical University (DonNTU), Donetsk, DNR

Ключевые слова: инженерно-геологические изыскания на шельфе, бурение геологоразведочных скважин, гидроударный снаряд, забивной пробоотборник.

Для проведения инженерно-геологических изысканий при освоении нефтегазовых месторождений шельфа в ДонНТУ был разработан ряд технологий и технических средств бурения геологоразведочных скважин, в том числе и ориентированную на эксплуатацию с неспециализированных судов (спасательных, пожарных буксиров и т.д.) бесколонную технологию поинтервального бурения гидроударными снарядами, реализуемую погружными установками УМБ-130 и УМБ-130М [1].

Эти разработки были успешно внедрены и использовались при инженерно-геологических изысканиях на шельфовых месторождениях нефти и газа. Установками УМБ-130 и УМБ-130М в 2001-2013 гг. только на объектах ГАО «Черноморнефтегаз» (г. Симферополь, Крым) в Чёрном и Азовском море было пробурено более 500 скважин глубиной до 40 метров. Также были выполнены работы по трассе трубопровода «Джубга – Лазаревское – Сочи», во Вьетнаме (на объектах ДМИГЭ), разведка месторождения строительных песков у побережья Крыма, геологические исследования в Чукотском море и море Лаптевых (проекты ВНИИОкеангеология). К настоящему времени проведено совершенствование основного и вспомогательного оборудования этих установок, позволяющее увеличить эффективность бурения и расширить область их эксплуатации.

Одновременно для бурения инженерно-геологических скважин глубиной до 100 метров со специализированных буровых судов и самоподъёмных плавучих буровых установок (СПБУ) разработан комплекс специализированных гидроударных снарядов, вдавливаемых забивных пробоотборников, в том числе и для эксплуатации по технологии «Wireline». Для решения задачи повышения механической скорости бурения в плотных грунтах было предложено использование забивных пробоотборников с гидравлическим приводом, имеющих более рациональную ударную систему по сравнению с гидроударными снарядами и обеспечивающих постоянный контакт колонкового набора с забоем при отборе пробы. При скорости бойка в пределах 4-5 м/с энергия удара 6-8 раз превышает аналогичный параметр гидроударного снаряда, что даёт забивному пробоотборнику существенное

преимущество при работе в плотных донных отложениях. При этом его усовершенствованная конструкция обеспечивает размыв забоя скважины через колонковую (керноприёмную) трубу, что позволяет обеспечить технологию поинтервального бурения на бурильной колонне [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Калиниченко О. И. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе / О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский, А.А. Каракозов. – Донецк: «Вебер» (Донецкое отделение), 2007. – 270 с.
2. Пробоотборник :Патент №110065 UA E21B 25/18 49/02 / А.А. Каракозов,

РАЗРАБОТКА ГИДРОУДАРНИКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ДОНБАССА DEVELOPMENT OF HYDRAULIC DRILLS FOR DRILLING DEGASSING WELLS UNDER THE CONDITIONS OF DONBASS

Каракозов А.А., Парфенюк С.Н.

Донецкий национальный технический университет (ДонНТУ), Донецк, ДНР

Karakozov A.A., Parfenjuk S.N.

Donetsk National Technical University (DonNTU), Donetsk, DNR

Ключевые слова: метан угольных месторождений, бурение дегазационных скважин, гидроударник, интенсификация разрушения породы на забое.

Проблема обеспечения Донбасса природным газом определяет актуальность разведки и добычи в промышленных масштабах метана угольных месторождений. По оценкам, запасы свободного метана во вмещающих породах могут составлять более 645 млрд. м³.

Увеличению объёмов бурения дегазационных скважин препятствуют сравнительно низкие технико-экономические показатели буровых работ. Их рост требует существенного повышения механической скорости бурения, особенно в крепких породах (песчаники и известняки VII-IX категорий по буримости). Эффективность разрушения горных пород может быть повышена за счёт применения наддолотных гидроударников, как при бурении шарошечными долотами, так и при использовании долот PDC. В этой роли могут использоваться модификации конструкций гидроударников двойного действия с дифференциальным поршнем, разработанных в ДонНТУ [1].

При разработке конструкции гидроударника были проведены комплексные исследования его рабочего цикла и взаимодействия с забоем в зависимости от компоновки низа бурильной колонны. Исследования рабочего цикла гидроударника применительно к условиям бурения дегазационных скважин в крепких породах позволили выявить недостатки в современных теоретических моделях работы и методах расчётов гидроударных буровых машин двойного действия. Упрощённый подход к описанию процесса гидроторможения бойка перед ударом по наковальне и в

конце его хода вверх, а также пренебрежение влиянием динамики клапанной группы устройства на протекание рабочих процессов не позволяют в полной мере оптимизировать конструктивные параметры гидроударника. Анализ экспериментальных данных показывает, что время перестановки клапанной группы занимает значимую часть рабочего цикла, оказывая существенное влияние на работу гидроударника. Установлено, что гидроторможение бойка зависит как от динамики клапанной группы, так и от конструктивных особенностей самого гидроударника. Данные, полученные в результате теоретического анализа рабочего цикла гидроударника с учётом этих выводов, позволили уточнить методику расчета характеристик гидроударных машин двойного действия для бурения скважин в крепких породах.

Результаты разработки гидроударника показали достаточно высокую эффективность и перспективность предложенной конструкции. Эти же гидроударники могут также эффективно использоваться при бурении скважин на воду, сейсмических скважин и т.п.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каракозов, А. А. Разработка гидроударников двойного действия с дифференциальным поршнем для бурения скважин различного целевого назначения / А. А. Каракозов, С. Н. Парфенюк // Известия ТулГУ. Серия «Науки о Земле». Вып. 1. – Тула: Изд-во ТулГУ, 2015. – С. 65-78.

ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА. ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

DIAGNOSTICS OF THE TECHNICAL CONDITION OF VERTICAL AND HORIZONTAL WELLS IN OIL AND GAS FIELDS AND UNDERGROUND GAS STORAGE. PROBLEMS AND SOLUTIONS

Климов В.В.

Кубанский государственный технологический университет, Краснодар

Klimov V.V.

Kuban State Technological University, Krasnodar

Ключевые слова: обсадная колонна, износ, повреждения, переток флюидов, горизонтальные скважины, диагностика, АВПД и Т.

Проблема обеспечения эксплуатационной надежности, экологической безопасности и эффективности работы нефтегазовых скважин весьма актуальна и распадается на ряд взаимосвязанных проблем, основными из которых являются:

- оценка качества цементирования скважин и обнаружение повреждений и мест негерметичности в обсадных колоннах на этапах строительства и эксплуатации скважин;

- определение причин образования межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений и источников обводнения продукции скважин.

Для решения указанных проблем выполнено следующее:

1. Разработана научно обоснованная концепция диагностики технического состояния крепи скважин при их строительстве и эксплуатации;

2. Выявлены принципиальные недостатки геофизических методов, технических средств и технологий в наклонно – горизонтальных скважинах и на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами (АВПД и Т);

3. Разработан комплекс приборов нового поколения и новые технологии для диагностики технического состояния скважин в указанных условиях и определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции.

4. Разработаны методические основы геолого-геофизического контроля технического состояния скважин, включающие регламент и методологию проведения исследований в вертикальных и наклонно-горизонтальных скважинах с АВПД и Т.

Указанные разработки являются инновационными, защищены 19 патентами Российской Федерации и нашли практическое применение более чем в 100 скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром, 2008.- 300с.

2. Гейхман М.Г. Колесниченко В.П., Климов В.В., Аносов Э.В., Кравцов И.Н., Ретюнский С.Н. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин с аномально высокими пластовыми давлениями и температурой.- Краснодар: Просвещение – Юг, 2011. – 263 с.

Key words: casing, wear, damage, crossflow, horizontal wells, defectoscopy, anomalous high reservoir pressure and temperatures.

The problem of ensuring operational reliability, environmental safety and efficiency of oil and gas wells is highly relevant and breaks down into a number of interrelated problems during the construction and operation of wells, the main of which are:

- assessment of the quality of cementing wells and the detection of damage and leaks in casing strings;

- determination of the reasons for the formation of interfacial fluid flows, annular pressures and sources of well watering.

To solve these problems, the following has been done:

1. A scientifically based concept of diagnostics of the technical condition of lining wells during their construction and operation has been developed

2. The principal shortcomings of geophysical methods, technical means and technologies in inclined - horizontal wells and in fields with abnormally high reservoir pressures and temperatures (AHHP and T) are revealed;

3. A complex of new generation devices and new technologies for diagnosing the technical state of wells under the specified conditions and determining the sources of watering of the hydrocarbon products produced have been developed.

4. Developed methodological foundations of geological and geophysical monitoring of the technical state of wells, including the regulations and methodology for conducting research in vertical and horizontal-inclined wells with AHP and T.

These developments are innovative, protected by 19 patents of the Russian Federation and have found practical application in more than 100 wells on oil and gas fields and underground gas storages.

REFERENCES

1. Klimov V.V. Scientific and methodological foundations, equipment and technology of geophysical control of the technical state of wells on the example of gas fields and underground gas storage facilities. - М.: ООО IRTS Gazprom, 2008.- 300s.

2. Geykhman M.G. Kolesnichenko V.P., Klimov V.V., Anosov E.V., Kravtsov I.N., Retunsky S.N. New technical means, technologies and methodology of geological and geophysical monitoring of the technical state of gas and gas condensate wells with abnormally high reservoir pressures and temperatures. — Krasnodar: Enlightenment - South, 2011. - 263 p.

ВОЗМОЖНОСТИ СОХРАНЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН НА ЭТАПЕ ИХ СТРОИТЕЛЬСТВА THE WAYS TO RETAIN WELL DELIVERABILITY DURING CONSTRUCTION STAGE

Конесев В.Г.¹, Рогачёв М.К.², Коробов Г.Ю.², Тентерева Г.А.³,

¹ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург,

²Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург,

³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Konesev V.G.¹, Rogachev M.K.², Korobov G.Yu.², Teptereva G.A.³,

¹Gazpromneft STC LLC, Saint-Petersburg,

²Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg,

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Ключевые слова: буровой раствор, продуктивность, скважина, коллектор, поверхностно-активные вещества, межфазное натяжение, адсорбция, продуктивный пласт, гидрофобизация, проницаемость, твердая фаза, смачиваемость.

Статья посвящена вопросам повышения фактической продуктивности скважин, вводимых в эксплуатацию после бурения. Рассмотрены предпосылки улучшения качественных характеристик водных фильтратов буровых промывочных растворов и описаны механизмы снижения негативного влияния технологических сред на фильтрационные характеристики пористых сред. Приведены результаты исследований поверхностно-активных веществ и условий их применения в дисперсных системах при вскрытии продуктивных пластов. Подтверждена актуальность продолжения исследований по оценке механизмов работы в пористых средах различных типов ПАВ. Сформулирован образ конечного результата использования ПАВ в растворах первичного вскрытия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / Токунов В.И., Саушин А.З. / М.:ООО «Недра-Бизнесцентр».2004.-711с.:ил. ISBN 5-8365-0189-0
2. Отрицательные и положительные последствия обработки буровых растворов жидкостями ГКЖ-10 (11, 11Н) / Петров Н.А., Конесев Г.В., Давыдова И.Н. / Нефтегазовое дело, 2006г.
3. Методы определения класса поверхностно-активных веществ, применяемых в буровой технологии / Г.А. Тептерева, О.Ф. Булатова, В.Г. Конесев, Р.Р. Рахимов, И.И. Султанов / практические аспекты нефтепромысловой химии, VII Международная научно-практическая конференция, тезисы докладов, Уфа 24-25 мая 2017г.

Key words: Antarctica, deep drilling, ice sheet, ice core, borehole, unsealing, lake water, heat transfer, Subglacial Lake Vostok.

The article is devoted to the issues of increasing the actual productivity of wells commissioned after drilling. The prerequisites for improving the quality characteristics of water filtrates of drilling wash solutions are considered and the mechanisms for reducing the negative impact of process media on the filtration characteristics of porous media are described. The results of studies of surface-active substances and the conditions of their use in dispersed systems when opening productive layers are presented. The relevance of continuing research on the evaluation of work mechanisms in porous media of various types of surfactants has been confirmed. The image of the final result of the use of surfactants in the solutions of primary dissection is formulated.

REFERENCES

1. Technological liquids and compositions for increasing the productivity of oil and gas wells / Tokunov VI, Saushin AZ / M.: LLC Nedra-Business Center .2004.-711s. Il. ISBN 5-8365-0189-0
2. Negative and positive consequences of treatment of drilling solutions with GKZH-10 (11, 11N) LIQUIDS / Petrov N.A., Konesev G.V., Davydova I.N. / Oil and gas business, 2006.

3. Methods for determining the class of surface-active substances used in drilling technology / G.A. Teptereva, OF Bulatova, V.G. Konesev, R.R. Rakhimov, I.I. Sultanov / practical aspects of oil industrial chemistry, VII International Scientific and Practical Conference, thesis reports, Ufa, May 24-25, 2017.

**ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ, КРЕПЛЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В
СЛОЖНЫХ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ
PROBLEMS OF DRILLING, FASTENING AND OPERATION OF WELLS IN
DIFFICULT GEOCRYOLOGIC CONDITIONS. WAYS OF THEIR DECISION**

Коротков С.А., Шпильман А.В., Денисенко К.С.

ООО «СибГеоПроект», Тюмень

Korotkov S.A., Szpilman A.V., Denisenko K.S.

LLC Sibgeoprojekt, Tyumen

Ключевые слова: мерзлота, криолитозона, геологические осложнения, скважина, крепление, бурение, смятие, конструкция, кустовая площадка.

В связи с выходом крупных нефтегазодобывающих компаний на новые лицензионные участки арктического побережья РФ с наличием мерзлых пород, а также вскрытием более глубоких продуктивных горизонтов уже осваиваемых месторождений на скважинах возникают осложнения и аварии. Наиболее распространенными являются смятие обсадных колонн, коррозия труб и устьевого оборудования, осыпи и обвалы стенок ствола, поглощения и прихваты, возникновение грифонов, межколонных давлений и проявлений газогидратов, оттаивание мерзлых пород с образованием на кустовых площадках приустьевых воронок и провалов, сдвигов и пучения грунтов, потерей продольной устойчивости крепи и отклонением фонтанной арматуры и свайных опор линейной системы сбора углеводородов.

В целях их предотвращения и для повышения качества бурения и крепления скважин также предъявляются требования к качеству научных исследований, проектирования строительства скважин, внедряемого оборудования и материалов. С учетом сложных характеристик геологического разреза (аномально-высокое пластовое давление до 2,3, температура до 130°C, коррозионно-агрессивная среда и высокая минерализация пластовых вод, текучие соли, вечная мерзлота с температурой пород до минус 8°C и суммарной льдистостью до 70%, газогидратами, таликами и криопэгами) возникает необходимость проектирования и строительства скважин с утяжеленной многоколонной конструкцией и эффективной защитой ее от негативного воздействия криолитозоны [1].

В связи с этим авторами статьи предлагается ряд технико-технологических решений и инновационно-внедренческих направлений, как к проектным организациям, так и к заказчику и буровому подрядчику. Результаты выполнения этих мероприятий необходимы как на стадии проектирования строительства скважин и других

нефтегазовых объектов капитального строительства, так и имеют высокую практическую значимость на этапе строительства скважин всех назначений (поисковые, разведочные, эксплуатационные, поглощающие, наблюдательные).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО Газпром 2-3.2-036-2005 Методические указания по учету геокриологических условий при выборе конструкций эксплуатационных скважин. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2005. 62 с.

Key words: permafrost, kriolitozona, geological complications, well, fastening, drilling, smyaty, design, well pad.

Seeing the transformation of large oil and gas companies to new license areas of the Arctic coast of the Russian Federation with the presence of frozen rocks, and the opening of deeper productive horizons of already developed fields in wells, complications and accidents arise. The most common are collapse of liner, corrosion of pipes and wellhead equipment, slides and subsidence of the walls of the barrel, absorption and clamps, the appearance of the griffins, megalonyx pressures and occurrences of gas hydrates, the thawing of frozen rocks with the formation of a well cluster near the funnels and sinkholes, landslides and frost heaving of soils, loss of longitudinal stability of the lining and the reject of x-Mas tree and pile supports of the linear system for the collection of hydrocarbons.

In order to prevent them and to improve the quality of drilling and well fastening requirements are also imposed on the quality of research, well construction design, implemented equipment and materials. Taking into account the complex characteristics of the geological section (abnormally high reservoir pressure up to 2.3, temperature up to 130°C, corrosive environment and high salinity of formation waters, flowing salts, permafrost with rock temperature up to minus 8°C and a total ice content up to 70%, gas hydrates, talics and cryopags) there is a need for the design and construction of wells with a weighted multi-column structure and effective protection of it from the negative effects of cryolithozone [1].

In this regard, the authors of the article offer a number of technical and technological solutions and innovation and implementation areas, both to design organizations and to the customer and the drilling contractor. The results of these activities are necessary both at the design stage of well construction and other oil and gas capital construction projects, and are of high practical importance at the stage of well construction for all purposes (prospecting, exploration, production, absorbing, observation).

REFERENCES

1. Standard of the Organization Gazprom 2-3.2-036-2005 Methodical instructions on accounting of geocryologic conditions at the choice of structures of operational wells. M.: LLCVNIIGAZ, 2005. p. 62.

**РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ
ВОДОПРИТОКОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
THE DEVELOPMENT OF COMPOSITIONS AND TECHNOLOGIES FOR
ISOLATION OF WATER INFLOWS WHEN DRILLING OIL AND GAS WELLS**

Кучин В.Н., Двойников М.В., Цыгельнюк Е.Ю.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Kuchin V.N., Dvoynikov M.V., Tsygelnyuk E.Yu.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, осложнения, водоприток, продуктивный пласт, изоляция, вязкоупругие составы, технология бурения, лабораторные исследования, аномальные пластовые давления.

Объемы добычи нефти и газа в России в большей степени осуществляются на месторождениях, разработка которых относится к последним десятилетиям прошлого столетия. По уровню их освоения и эксплуатации наблюдаются истощение запасов и снижение пластовых давлений. Длительное время разработки способствует усложнению условий строительства скважин на этих месторождениях, особенно в вопросах обеспечения надежности разобобщения вскрываемых продуктивных пластов.

Значительная доля фонда добывающих скважин характеризуется показателями обводненности продукции более 80 %. Фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу после освоения, составляет не менее 15 %.

Для обеспечения работ, направленных на повышение эффективности заканчивания скважин в интервалах неконтролируемого притока, предлагается использовать в процессе бурения устройство-регулятор давления с одновременным закачиванием расчетного объема блокирующей жидкости при первичном вскрытии водоносного.

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

В качестве входных параметров моделирования эксперимента, направленного на определение зависимости изменения перепада давления в кольцевом пространстве скважины от режимов течения блокирующего состава с установленным в КНБК устройством, использовались: плотность раствора, реологические свойства раствора, скорость течения промывочной жидкости, состав и количество горной породы (аргиллиты).

Для эффективного применения устройства-регулятора, используя параметры бурения необходимой нам скважины, были построены зависимости, применив формулу Дарси-Вейсбаха.

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. Вяхирев В.И. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин /В.И. Вяхирев, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, В.В. Ипполитов, А.А. Фролов, Ю.С. Кузнецов, В.Ф. Янкевич, С.А. Уросов – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 3-4.
2. Шамсутдинова М.Х., Гойтемирова С.У., Исаева Э.Л., Бисиева Х.З., Сириева Я.Н. Изоляция водопритоков в нефтяные скважины // Рефлексия. – 2010. – № 3. – С. 50-54.
3. Магадова Л.А., Силин М.А., Ефимов Н.Н., Ефимов М.Н., Нигматуллин Т.Э., Хасаншин Р.Н. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 68-73.
4. Пискунов А.И. Заколонные перетоки и анализ причин их появления // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 141-144.

Key words: drilling complications, the inflows, the reservoir, insulation, viscoelastic compounds, the technology of drilling, laboratory studies, anomalous reservoir pressure.

The volume of oil and gas production in Russia is largely carried out in the fields, the development of which refers to the last decades of the last century. By the level of their development and operation, depletion of reserves and reduction of reservoir pressures are observed. The long development time contributes to the complexity of the conditions for the construction of wells in these fields, especially in ensuring the reliability of the separation of the opened productive layers.

A significant share of the production wells Fund is characterized by water cut indicators of more than 80 %. The number of wells that gives water-cut production immediately after development, is not less than 15 %.

To ensure work aimed at improving the efficiency of completion of wells in the intervals of uncontrolled inflow, it is proposed to use a device-pressure regulator in the drilling process with simultaneous pumping of the estimated volume of blocking liquid during the initial opening of the aquifer.

The adjustment of the hydrodynamic pressure and equivalent circulating density (EDS) is carried out by changing the mechanical drilling speed, which affects the concentration of sludge in the annular space and the flow rate of the washing liquid.

As the input parameters of simulation of the experiment aimed at determining the dependence of the pressure drop in the annular space of the well on the flow regimes of the

blocking composition with the device installed in the BHA, the density of the solution, the rheological properties of the solution, the flow rate of the washing liquid, the composition and the amount of rock (mud) were used.

For the effective use of the device-regulator, using the parameters of drilling the necessary well, dependencies were built, using the Darcy-Weissbach formula.

Based on the results of the analysis of studies, preliminary conclusions were made that the use of insulation technology with the use of the proposed equipment at a constant drilling speed, with a change in the effective viscosity and simultaneous regulation of the gap in the annular space will ensure the isolation of the permeable reservoir.

REFERENCES

1. Vyakhirev V. I. Lightweight cements slurries for fixing gas wells / V. I. Vyakhirev, V. Ovchinnikov, P. V. Ovchinnikov, V. V. Ippolitov, A. A. Frolov, Yu. A. Kuznetsov, V. F. Yankevich, S. A. Urusov – M.: ООО "Nedra – Biznestsentr" publ., 2000. – 3-4.
2. Shamsutdinova M. H., Gaitamirova S. U., Isaeva E. L., Bisieva H. Z., Shirieva Ya. Isolation of water inflow in oil wells // Reflection. - 2010. - № 3. - P. 50-54.
3. Magadova L. A., Silin M. A., Efimov N. N., Efimov M. N., Nigmatullin T. E., Khasanshin R. N. The experience of isolation of water inflows in producing oil wells with the use of selective materials for hydrocarbon-based // Territory Naftogaz. - 2011. - № 3. – Pp. 68-73.
4. Piskunov A. I., Annular flows and analysis of their cause // problems of development of hydrocarbon deposits and ore minerals. - 2014. - № 1. - P. 141-144.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ EFFICIENCY INCREASE OF WELL DRILLING IN HARD ROCKS

Леушева Е.Л.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Leusheva E.L.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: интенсификация процесса бурения, буровой раствор, реагенты-детергенты, твердые горные породы.

Бурение скважин в твердых горных породах сопряжено с повышенными энергозатратами на разрушении породы, что отрицательно влияет на механическую скорость и понижает эффективность бурения в целом.

Целью настоящей работы является обоснование нового методического подхода к экспериментальным исследованиям, позволяющей подбирать оптимальные составы промывочных жидкостей при добавлении к ним специальных веществ - понизителей твердости (детергентов). В результате анализа литературных источников и собственных исследований была разработана методика количественной оценки

разупрочняющего действия промывочной жидкости на буримые горные породы, которая сводится к лабораторному определению трех показателей раствора (плотность, поверхностное натяжение, удельное электрическое сопротивление) и трех показателей породы (предел прочности, динамическая прочность, микротвердость).

Область применения разработанной методики - техника и технология бурения скважин, и, в частности, разработка новых составов буровых растворов для повышения эффективности разрушения твердых пород.

В качестве вывода возможно отметить, что предлагаемая методика позволяет получить коэффициент эффективности разрушения породы, с помощью которого количественно оценивается влияние того или иного раствора на процесс разрушения горной породы. Правильность выбора состава бурового раствора и реагента – понизителя твердости (детергента) позволит повысить механическую скорость бурения и проходку на долото.

Key words: drilling process stimulation, drilling mud, detergent reagents, hard rocks.

Well drilling in hard rocks is coupled with high energy demands which negates the speed of the process and thus reduces overall effectiveness.

Aim of this project is to develop the technique of experimental research, which would allow to select optimal washing fluid composition while adding special hardness reducing detergent reagents. Based on the analysis of existing references and conducted experiments, technique dealing with quantitative evaluation of washing fluid weakening influence on drilled rocks was developed, which considers laboratory determination of three mud properties (density, surface tension, specific electrical resistance) and three rock properties (ultimate stress, dynamic strength, micro-hardness).

Developed technique can be used in the well drilling technologies and particularly while creating new compositions of drilling muds for increased destruction effectiveness of hard rocks.

It can be concluded that given technique introduces coefficient of hard rocks destruction effectiveness that allows quantitative evaluation of different drilling muds on the drilling process to be taken. Correct choice of drilling mud composition with hardness reducing detergent reagents will increase drilling penetration rate and drill meterage per bit.

ПРИНЦИПЫ РАСЧЁТА МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПНЕВМОУДАРНОГО БУРЕНИЯ

GUIDELINES FOR CALCULATING THE PENETRATION RATE FOR DTH HAMMER DRILLING

Лушников Л.Л.

ООО «Восточная буровая компания», Москва

Lushnikov L.L.

«Eastern Drilling Company» LLC, Moscow

Ключевые слова: пневмоударник, нормы, скорость.

За последние 2÷3 десятилетия существенно, в разы, увеличились объемы пневмоударного бурения. имеется несколько основных его направлений, для технических скважин, скважин водоснабжения / дренажных, геологоразведочные (в основном методом обратной циркуляции) и буровзрывные. В нормативных документах, как вышедшие из обращения типа СНиП, ССН, так и действующие ФЕР, ГЭСН, в отношении пневмоударного бурения, в них практически нет норм времени и расхода инструмента. Это даёт просчёты при составлении проектов. К примеру, в ССН-92, на бурение 1 метра XI-й категории в самом распространенном интервале 0÷50 м, на час планируется всего 0,64 метра. Между тем реальные скорости составляют от 15÷20 метров в час и выше.

В настоящее время практически все буровые компании ведут расчёты бюджетов прямым, затратным методом и периодически их корректируют исходя из реальных скоростей и затрат. Особенно это касается бурения под взрыв и геологоразведочного РС-бурения, где практически весь объём это одни и те же глубины, диаметры и горно-геологические условия.

При изучении фактических результатов пневмоударного бурения обращалось особое внимание на зависимость скорости бурения от диаметра, производительности компрессора, горногеологических условий, в том числе водопритоков. В результате анализа, выявилась зависимость между производительностью компрессора, диаметром бурения, категорией горных пород. Наиболее подходящей была шкала профессора М.М. Протодяконова, которая напрямую основана на прочности горных пород. Коэффициент крепости - это давление одноосного сжатия в МПа.

Для разрушения горной породы нужна энергия, чем крепче порода и больше диаметр, тем энергии нужно больше. Компрессор, это источник – энергии сжатого воздуха. Была сделана сравнительная таблица категорий по буримости и коэффициентов крепости по М.М. Протодяконову и проинтерполированы давления одноосного сжатия от нуля до 20 МПа.

Результат - эмпирическая формула механической скорости пневмоударного бурения

$$v_{\text{мех}} = \frac{Q \times \text{КПД}_{\text{п/у}}}{f \times S}$$

где:

$v_{\text{мех}}$ - механическая скорость пневмоударного бурения, м/час

Q – производительность компрессора м³/мин

$\text{КПД}_{\text{п/у}}$ – коэффициент полезного действия пневмоударника, %

f – коэффициент крепости горной породы по М.М. Протодяконову, бар (кг/см²)

S – площадь разрушаемого забоя, м²

При введении поправочных коэффициентов на затраты времени для проработки пробуренных интервалов и на наличие водопритока, получится формула рейсовой скорости бурения.

Key words: DTH hammer, standards and penetration rates.

Over the past 2 ÷ 3 decades, the number of meters drilled with DTH hammer technique has increased significantly. There are several areas of work for the DTH hammer drilling, such as technical wells, water supply / dewatering wells, mineral exploration (mostly by the method of reverse circulation) and drilling for blasting. In the normative documents, such as SNiP, SSN (both those that outdated at the moment), and the existing FER, GESN, regarding the DTH hammer drilling, there are actually no rates of time and consumption of the tools. This makes miscalculations in the projects bidding. For example, in SSN-92, the penetration rate for drilling of 1 meter of the XI category in the most widespread interval of 0 ÷ 50 m, is planned for an hour of only 0.64 meters. Meanwhile, real speeds range from 15 ÷ 20 meters per hour and higher.

At the present, almost all drilling contractors calculate budgets by a direct, costly method and periodically adjust them based on real speeds, consumption and costs. This is becoming true especially for blasting drilling and exploration RC drilling, where almost the entire amount of drilling represents in the same depths, diameters and geological conditions.

When the research was made at the actual performance of DTH hammer drilling, special attention was paid to the dependence of the penetration rate on the bit diameter, compressor performance, mining and geological conditions, including water inflows. As a result of the analysis, a dependence was found between the compressor's performance, drilling diameter, the hardness of rocks. The most suitable for the analysis was the scale of Professor M.M. Protodykonov, the scale is directly base on the hardness of rock. The hardness coefficient in this scale is the uniaxial compression pressure rated in MPa.

For the crushing of a rock the energy is needed, the harder the rock and the larger the diameter, the more energy is needed. The compressor is the source of energy - the energy of compressed air. A comparative table of rock hardness categories scale (drillability) and scale hardness coefficients developed by Professor Protodykonov M.M. was made and pressure of uniaxial compression had been interpolated from zero to 20 MPa.

The result is an empirical formula for the mechanical penetration rate for DTH hammer drilling that you can see below:

$$V_{\text{mech}} = (Q \times KDD_{\text{ham}} / (f \times S))$$

Where:

V_{mech} – penetration rate for DTH hammer drilling, meters per hour.

Q - compressor performance, m^3 per minute.

KDD_{ham} - efficiency of DTH hammer, %

f - coefficient of hardness of the rock on scale by MM Protodykonov, bar (kg / cm^2)

S - area of rock to be crushed (face of the bit), m^2

With the input of correction factors such as the amount of time spent for hole conditioning and presence of water inflow, we can get the actual formula for penetration rate calculation for DTH hammer drilling technique.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЛИКВИДАЦИОННОГО ТАМПОНИРОВАНИЯ СКВАЖИН И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ EXISTING PROBLEMS OF WELL PLUGGING UPON ITS COMPLETION AND SOLUTIONS

Лушников Л.Л.

ООО «Восточная буровая компания», Москва

Lushnikov L.L.

«Eastern Drilling Company» LLC, Moscow

Ключевые слова: скважина, тампонаж, изоляция.

Составной частью буровых работ является ликвидационный тампонаж. Из действующей инструкции: ликвидационное тампонирувание – это комплекс работ по заполнению ствола скважины водонепроницаемым материалом с целью предотвращения обводнения горных выработок и предупреждения загрязнения водоносных горизонтов.

В настоящее время во Российской Федерации проведение ликвидационных работ в том числе тампонажа регламентируется несколькими руководящими документами, что вносит некоторую путаницу. Большинство заказчиков буровых работ в тендерной документации упоминают необходимость соблюдения «Правил ликвидационного тампонажа буровых скважин» от 14.09.1967 г., которые утратили силу в связи с выходом Временной инструкции по проведению ликвидационного тампонирувания геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые» в 1993 г. Также имеются и другие руководящие документы:

Во временной инструкции от 1993 г. прямо упоминается существующая проблема. Вот цитата: - «как показывает практика, около 25% пробуренных скважин после их ликвидации оказываются некачественно затампонируемыми и служат источниками загрязнения подземных вод. В настоящее время в геологической отрасли действуют несколько документов, определяющих порядок и правила проведения

ликвидационного тампонирования скважин. Большая часть нормативных документов была принята 15-20 лет назад и устарела».

Низкий процент затампонированных скважин и его качества, обусловлен в первую очередь экономической составляющей. Доставка тампонажных материалов более чем на 10% увеличивает стоимость проекта. Стоимость цемента и сами ликвидационные мероприятия по устаревшим технологиям, это минимум еще 10÷15%. Итого происходит удорожание проекта на четверть и более.

Необходима новая инструкция, которая будет соответствовать реалиям современного производства, в ней чётко прописать алгоритмы ликвидационных мероприятий, и особенно тампонажа применительно к различным горногеологическим условиям, наличию и свойствам водоносных горизонтов, обозначить типы и конструктивные особенности разделительных пробок, тампонажных смесей. Отдельно прописать, в каких условиях необходимо делать полное заполнение ствола скважины тампонажной смесью, а в каких допускается частичное и т.д.

Приведены несколько вариантов ликвидационного тампонажа геологоразведочных скважин в зависимости от конструкции, геологического разреза и т.д.

Общие принципы: максимально возможно задействовать частичный ликвидационный тампонаж, но при этом осуществлять его максимально эффективно. При задействовании современных устройств и материалов, затраты на тампонаж можно снизить примерно в 10 раз, при этом время буровых работ практически не увеличится, а качество повысится.

Key words: well's plugging and grouting.

An integral part of the drilling is the liquidation grouting. From the current instruction: liquidation grouting is a complex of works on filling the hole with a waterproof material in order to prevent watering or flooding of mine underground workings and prevent contamination of aquifers or water layers.

Currently, in the Russian Federation, the carrying out of liquidation works on holes upon its completion, including the grouting, is regulated by several governing documents, which causes some confusion. The majority of drilling customers in their tender specifications mentions the need to comply with the "Rules for the liquidation and grouting of wells" dated September 14, 1967, which became invalid due to the issuance of the Temporary instructions dated 1993 for carrying out liquidation of geological exploration holes drilled for minerals and other guidance documents such as: the interim instruction dated 1993 directly mentions the existing problem.

Here is a quote from the instruction: - "As a practice shows, about 25% of the holes or wells drilled after their liquidation turns out to be poorly sealed or grouted with bad quality serves as sources of groundwater pollution. At the present, there are several documents in the geological industry that determine and describe the procedures and rules for carrying out the

liquidation grouting of wells. Most regulatory and governing documents were accepted 15-20 years ago and are outdated at the moment.”.

The low percentage of wells properly grouted and quality of grouting work is primarily due to the economic reasons. Delivery of grouting materials by more than 10% increases the cost of the project. The cost of grout and the grouting work, based itself on outdated technologies, add at least another $10 \div 15\%$ to the costs of a project. As a result, the total expenses for a project will increase by a quarter or more.

We have to develop a new instruction that will correspond to the realities of modern drilling industry, clearly prescribe algorithms for grouting work, and especially for cementing in various geological conditions, the presence and properties of aquifers and water layers, identify the types and design features of cementing and separation plugs, grouting mixture and recipes.

Additionally we need to describe what geological conditions are necessary and mandatory for the complete grouting and in what conditions partial grouting allowed, etc.

Below you can see several options for the liquidation grouting of exploration holes, depending on the holes design, geological conditions, etc.

General principles are: to use a partial liquidation grouting as much as possible, but at the same time to do it with maximum efficiency. With the use of modern devices and materials, the cost of tampon can be reduced by about 10 times, while the drilling time practically does not increase, but the quality will increase.

РАЗРАБОТКА ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН MWD SYSTEM FOR ROTARY DRILLING

Мелехин А.А., Мелехина Ю.В.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь

Melekhin A.A., Melekhina Y.V.

Perm National Research Polytechnic University, Perm

Ключевые слова: горизонтальные скважины, телеметрическая система, инклинометрия скважин, скважинная навигация, канал передачи данных.

На сегодняшний день строительство эксплуатационных скважин с большим проложением по горизонтали для разработки трудноизвлекаемых запасов ведется с обязательным контролем траектории ствола. Наиболее технологично и экономически оправдано применение телеметрических систем, обеспечивающих контроль траектории непосредственно в процессе бурения без подъема инструмента на поверхность. Современные системы позволяют определять не только инклинометрические данные, но также технологические характеристики процесса бурения и ряд свойств пласта.

В работе рассмотрена телеметрическая система мониторинга траектории ствола скважины, разработанная в Пермском национальном исследовательском

политехническом университете. Устройство обладает следующими особенностями. Использование волоконно-оптических гироскопов с замкнутым контуром в качестве инклинометрических датчиков позволяет, во-первых, определять азимутальный и зенитный углы скважины с высокой точностью, во-вторых, отказаться от использования немагнитных сталей в корпусе системы и немагнитных бурильных труб в колонне, и в-третьих, применять устройство при бурении вблизи обсадных труб соседних скважин и намагниченных горных пород. Наличие системы обеспечения геостационарности чувствительных элементов позволяет применять ТМС при роторном бурении с угловой скоростью до 250 об/мин. Наличие скважинного турбогенератора и комплекта аккумуляторных батарей обеспечивает возможность непрерывной работы устройства на забое. Система имеет два канала связи: гидравлический и кабельный в стенке бурильной трубы. Кабельный канал обеспечивает скорость передачи данных до 1 Мбит/с.

Разработанное устройство применяется при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с диаметром от 216 до 227 мм, в том числе роторным способом. Система не имеет аналогов в России для применения в условиях сближения с пробуренными обсаженными скважинами и вблизи магнитных помех.

Key words: horizontal wells, telemetry system, well survey, borehole navigation, data transmission channel.

Today horizontal well drilling for hard to recover reservoirs is going with obligatory using of drilling steerable systems. The most technologically and economically justified is the use of telemetry systems that provide path control directly in the drilling process without lifting the tool to the surface. Modern systems make it possible to determine not only the inclinometric data, but also the technological characteristics of the drilling process and a number of properties of the formation.

The article examines the telemetric monitoring system of the wellbore trajectory, developed at the Perm National Research Polytechnic University. The device has the following features. The use of fiber optic gyroscopes with a closed loop as inclinometer sensors allows, firstly, to determine the azimuth and zenith angles of the well with high accuracy, secondly, to abandon the use of non-magnetic steels in the system casing and non-magnetic drill pipes in the column, and thirdly, to use the device when drilling near the casing of adjacent wells and magnetized rocks. The presence of a system for providing geostationary sensing elements makes it possible to use TMS in rotary drilling with an angular velocity of up to 250 rpm. The presence of a downhole turbogenerator and a set of rechargeable batteries provides the possibility of continuous operation of the device at the bottom. The system has two communication channels: hydraulic and cable in the wall of the drill pipe. The cable channel provides a data transfer rate of up to 1 Mbps.

The developed device is used for drilling directional and horizontal wells with a diameter of 216 to 227 mm, including rotary method. The system has no analogues in Russia for use in conditions of convergence with drilled cased wells and near magnetic disturbances.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОДОУДЕРЖИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ STUDY OF WATER-CONTAINING ABILITY OF GAS-LIQUID CEMENT MIXTURES

Мерзляков М.Ю., Яворская А.А., Яковлев А.А.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Merzlyakov M.Yu., Yavorskaya A.A., Yakovlev A.A.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: крепление скважин, газожидкостные тампонажные смеси, водоотдача, седиментация.

Водоудерживающая способность тампонажных растворов является одним из важнейших факторов, влияющих на качество крепления скважин. С ростом седиментации и водоотдачи тампонажные смеси не достигают проектных отметок, повышаются риски возникновения заколонных перетоков пластовых флюидов и кольтматации продуктивных толщ.

Практика использования газожидкостных тампонажных смесей (ГЖТС) для создания качественной изоляции затрубного пространства показала их эффективность в условиях низких пластовых давлений, поглощений и наличия многолетнемерзлых пород [1].

Проведенные исследования показали, что включение газовой фазы в состав тампонажных растворов позволяет снизить седиментационные процессы и свести водоотделение до нуля. Было выявлено, что добавка к ГЖТС гидроксиэтилцеллюлозы (ГЭЦ) способствует росту стабильности ячеистой структуры, имеющей пониженный синерезис. Увеличение концентрации ГЭЦ ведет к уменьшению величины водоотдачи цементной смеси, но вместе с этим снижает её подвижность.

В зависимости от содержания воды в смесях определялась относительная водоотдача:

$$B' = B/n,$$

где B – водоотдача, измеренная на фильтр-прессе при перепаде давления 0,7 МПа, см³ за 30 мин; n – отношение объема жидкости затворения к объему тампонажной смеси, $n = V_{\text{в}}/V_{\text{с}}$.

Было установлено, что при низких концентрациях ГЭЦ (менее 0,3 мас. ч.) в исследуемых растворах происходила полная водоотдача в течение 3÷25 минут после начала проведения экспериментов. Увеличение содержания полимера и аэрация растворов позволили значительно уменьшить фильтратоотдачу (до 13,5 см³ за 30 мин). Жидкость, выделявшаяся из тампонажных смесей, содержала в своем составе молекулы ПАВ, которые способствовали образованию вспененного фильтрата. Такая ячеистая структура фильтрата значительно сокращает его истечению из ГЖТС.

Дальнейшие исследования будут направлены на разработку новых легких тампонажных смесей, имеющих малую величину водоотдачи, для обеспечения качественной изоляции затрубного пространства в сложных горно-геологических условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Детков, В. П. Изоляционные работы в скважинах различного назначения: Монография / В. П. Детков. – Краснодар : Экоинвест, 2012. – 484 с.

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ НЕФТЕКОНДЕКСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ РОССИИ FEATURES OF CONSTRUCTIVE DECISIONS IN THE DEVELOPMENT OF NEW GAS-CONDENSATE FIELDS OF NORTHERN RUSSIAN AREAS

Меркулова В.А., Киселев В.И., Сорокин В.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Merkulova V.A., Kiselev V.I., Sorokin V.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: группа Мессояхских месторождений, бурение Fishbone, современные технологии, нефтегазовые залежи, высокий уровень добычи.

В статье рассматриваются современные технологии разработки трудноизвлекаемых нефтяных запасов с применением передовых способов добычи группы «Мессояхских» месторождений. Проведена работа по оценке эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи и геолого-технических мероприятий. Выявлена необходимость бурить высокотехнологичные скважины с применением гидроразрыва пласта. Определены основные проблемы нефтедобычи и разработаны пути их устранения.

Внедрение передовых технологий позволяет осваивать разработку месторождений в новых регионах, которые еще недавно казались нерентабельными, а сегодня должны выйти на более высокий уровень добычи, что весьма актуально для группы «Мессояхских» месторождений. Несколько лет назад толщина нефтяных пластов составляла 20-30 метров, а в настоящее время – 3-5 метров. При этом их проницаемость снизилась в десятки раз. Это значительно сокращает скорость притока нефти к скважинам и снижает нефтедобычу. Чтобы сделать разработку таких залежей эффективной, необходимо изменить общий подход к разработке и применить высокотехнологичное бурение. Впервые в «Газпромнефти» бурение проводилось по технологии «Рыбья кость» (Fishbone)

Объектом нашего исследования является группа «Мессояхских» месторождений.

Целью исследования является изучение современной технологии строительства и разработки основных запасов нефтеносного пласта ПК-1.

Выявлены особенности и основные проблемы нефтегазовых залежей пласта ПК-1 и исходя из анализа исследований приняты пути решения разработки циклитов А и В.

Key words: the Messoyakha group of fields, Fishbone drilling, modern technologies, oil and gas deposits, a high level of production.

The article deals with modern technologies of development of hard-to-recover oil reserves with the use of advanced methods of group "Messoyakha" oil- fields. Work has been carried out to assess the effectiveness of the methods of increasing oil recovery and geological and technical measures. The necessity to drill high-tech wells with the use of hydraulic fracturing is revealed. The main problems of oil production are identified and ways to eliminate them are developed.

Effective development of oil reserves requires the use of advanced technologies. Their implementation makes it possible to develop fields in new regions, which until recently seemed unprofitable, and today should reach a higher level of production, which is very important for the group of "Messoyakha" deposits. A few years ago, the thickness of the oil reservoirs was 20-30 meters, and now - 3-5 meters. At the same time, their permeability decreased tenfold. This significantly reduces the rate of oil inflow to wells and reduces oil production. To make the development of such deposits effective, it is necessary to change the General approach to the development and use of high-tech drilling. For the first time in GazpromNeft drilling was carried out on the technology "Fishbone".

The object of our research is the group of «Messoyakha» fields.

The aim of the study is the modern construction technology and the development of the main reserves of the oil-bearing formation PK-1.

The features and main problems of the oil and gas reservoirs of the PK-1 reservoir were identified and based on the analysis of the studies, the ways of solving the development of cyclites A and B were taken.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ
ОСНОВЕ**

**STUDY ON THE EFFECT OF COMPONENT COMPOSITION ON
TECHNOLOGICAL PROPERTIES OF OIL-BASED DRILLING FLUIDS**

Миливоевич Я., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Нуцкова М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Milivoevich Ya., Sidorov D.A., Tsikplonu D.E., Nutskova M.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, растворы на углеводородной основе, лабораторные исследования, свойства.

В настоящее время, ввиду истощения большинства залежей нефти и газа, начинают активно разбуриваться новые месторождения, которые разрабатываются скважинами сложного профиля, наклонно-направленными скважинами с большой протяженностью горизонтальных участков для повышения площади контакта с продуктивным пластом. В отечественной и зарубежной практике все более широкое распространение при бурении и заканчивании скважин получают растворы на углеводородной основе (РУО), которые позволяют обеспечить успешную проводку скважин в сложных горно-геологических условиях, где применение растворов на водной основе не позволяет осуществить безаварийное бурение. Объясняется это, в первую очередь, тем, что углеводородная фаза нейтральна по отношению к проходимым горным породам, в том числе к солям и глинам. В связи с этим обоснование и разработка составов буровых растворов на углеводородной основе для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин является весьма актуальным направлением исследований.

Авторами проведено исследование влияния компонентного состава РУО на его технологические свойства. Была проведена оценка влияния отношения «углеводород-вода» (УВ/В), типа асфальта (природный и синтетический), базового масла (минеральное гидравлическое и специальная масляная основа для буровых растворов), типа утяжелителя (промышленный и химически чистый).

Результаты показали, что при соотношении УВ/В=70/30 состав характеризуется максимальными значениями реологических характеристик (условной и пластической вязкости, динамического и статического напряжения сдвига); природный и синтетический асфальт достаточно близки по свойствам, что позволяет использовать более дешевый синтетический асфальт в качестве понизителя фильтрации; использование минерального гидравлического масла может способствовать получению растворов с высокими показателями структурно-механических свойств, а при использовании специальной масляной основы для буровых растворов – с более низкими значениями; применение растворов с химически чистым баритом будет нецелесообразным, несмотря на пониженные значения фильтратоотдачи и

коэффициента трения, так как они характеризуются повышенным значением статического напряжения сдвига и более высокой ценой реагента.

Дальнейшие исследования будут направлены на получение зависимостей, которые можно будет использовать при подборе рецептур буровых растворов на углеводородной основе для конкретных геолого-технических условий.

Key words: well drilling, oil-based muds, laboratory tests, properties.

At the present time, due to the depletion of most of the deposits of oil and gas, new fields are being actively drilled and developed by wells of a complex profile, directional wells with a large extent of horizontal sections in order to increase the area of contact with the reservoir. In domestic and foreign practice, oil-based muds (OBM) are becoming increasingly common in drilling and completion of wells, because of their high success in difficult geological conditions, where the use of water-based muds does not allow trouble-free drilling. This is explained, first of all, by the fact that the hydrocarbon phase is neutral in contact with passable rocks, including salts and clays. In this regard, the substantiation and development of composition of oil-based muds for drilling directional and horizontal wells is a very relevant area of research.

The author conducted a study of the influence of the component composition of OBM on its technological properties. Impact assessment was carried out for the following parameters: hydrocarbon-water (HC/W) ratio, type of asphalt (natural and synthetic), type of hydrocarbon phase (mineral hydraulic oil and special oil for drilling fluids), and type of mud weighting material (industrial and chemically pure barite).

The results showed that with a hydrocarbon-water ratio $HC/W = 70/30$ the composition is characterized by maximum values of rheological characteristics (funnel and plastic viscosity, dynamic and static yield stress). Natural and synthetic asphalts are quite similar in properties, which allows the use of cheaper synthetic asphalt as a filtration reducer. The use of mineral hydraulic oil can contribute in manufacturing of muds with high structural and mechanical properties, while usage of special oil base for drilling fluids provides lower values. The application of drilling fluids with chemically pure barite would be impractical, despite the lower values of filtrate return and friction factor, since they are characterized by an increased value of static yield stress and a higher price of the reagent.

Further studies will be aimed at obtaining data on relations that could be used in the selection of recipes for oil-based drilling fluids recipes in specific geotechnical conditions.

**УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ
ОСНОВЕ С ПОМОЩЬЮ ДОБАВОК НАНОЧАСТИЦ
THE CONTROL OF THE PROPERTIES OF WATER BASED DRILLING FLUIDS
WITH ADDITIVES OF NANOPARTICLES**

Минаков А.В., Неверов А. Л., Михиенкова Е. И., Жигарев В.А., Матвеев А.В.

Сибирский федеральный университет, Красноярск

Minakov A.V., Neverov A.L., Mikhenkova E.I., Zhigarev V.A., Matveev A.V.

Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Ключевые слова: буровой раствор, реология, фильтрация, наночастицы, вынос шлама.

Активный интерес к суспензиям с наночастицами (наножидкостям) появился четверть века тому назад и с тех пор непрерывно растет. Число публикаций, посвященных исследованию свойств и применения наносуспензий, увеличивается экспоненциально. Наночастицы в силу своих малых размеров имеют ряд необычных свойств, которые отсутствуют у макроскопических дисперсных частиц. Необычные свойства наночастиц делают нестандартными и свойства наносуспензий, в которых они являются составной частью. Это обусловило широчайший спектр применения наносуспензий. В технологиях разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений наносуспензии стали применяться существенно позднее. Однако, в настоящее время области применения наносуспензии здесь очень активно исследуются. Современные буровые растворы имеют много различных свойств, на которые в той или иной степени могут влиять добавки наночастиц.

Целью исследований, выполненных коллективом, является комплексное и систематическое изучение влияния добавок наночастиц различного размера и состава на реологию, фильтрацию, смазывающую способность и характеристики течения буровых растворов с скважине. Разработаны рецептуры буровых растворов и проведено исследование свойств более чем 40 различных растворов с добавками наночастиц. Экспериментально было показано, что добавки наночастиц могут значительно менять реологические свойства буровых растворов. При этом в отличие от суспензий с макро и микроскопическими размерами частиц реологические параметры наносуспензий зависят от размеров и материала наночастиц уже при малых концентрациях. Исследование влияния фильтрационных потерь буровых растворов на водной основе показало, что добавление наночастиц в буровой раствор значительно снижает фильтрационные потери даже при малых концентрации. Особенно эффективно добавка наночастиц работает для плохо проницаемых кернов с размерами пор меньше 10мкм. Здесь было получено практически трехкратное уменьшение скорости фильтрации по сравнению с базовым раствором. Исследования смазывающей способности бурового раствора с наночастицами показали, что добавка наночастиц позволяет уменьшить значение коэффициента трения фильтрационной корки бурового

раствора с микрочастицами барита в два раза, а момент срагивания на 40%, что должно существенно способствовать уменьшению прихвата бурового инструмента.

Исследования выполнены при финансовой поддержки Российского научного фонда (проект № 17-79-20218).

Key words: drilling mud, rheology, filtration, nanoparticles, cutting transport.

Active interest in suspensions with nanoparticles (nanofluids) appeared a quarter of a century ago and has been growing ever since. The number of publications devoted to the study of the properties and application of nanosuspensions increases exponentially. Due to their small size, nanoparticles have a number of unusual properties that are absent in macroscopic disperse particles. Unusual properties of nanoparticles make non-standard and properties of nanosuspensions, in which they are an integral part. This led to a wide range of applications of nanosuspensions. In the technology of development and operation of oil and gas deposits, nanosuspensions began to be applied much later. However, at present the fields of application of nanosuspension here are very actively investigated. Modern drilling fluids have many different properties, to which, to varying degrees, the additions of nanoparticles can influence.

The purpose of the research carried out by the team is a comprehensive and systematic study of the effect of additives of nanoparticles of various sizes and compositions on the rheology, filtration, lubricity and flow characteristics of drilling fluids from the well. Formulations of drilling fluids have been developed and properties of more than 40 different solutions with additives of nanoparticles have been studied. It has been experimentally shown that the addition of nanoparticles can significantly change the rheological properties of drilling fluids. In this case, unlike suspensions with macro and microscopic particle sizes, rheological parameters of nanosuspensions depend on the sizes and material of the nanoparticles already at low concentrations. Investigation of the effect of filtration losses of water-based drilling fluids has shown that the addition of nanoparticles to the drilling mud significantly reduces filtration losses even at low concentrations. Particularly effective, the addition of nanoparticles works for poorly permeable cores with pore sizes less than 10 μm . Here, a threefold decrease in the filtration rate was obtained in comparison with the base solution. Studies of the lubricity of the drilling mud with nanoparticles showed that the addition of nanoparticles makes it possible to reduce the coefficient of friction of the filter cake of the drilling mud with barite microparticles by half, and the moment of friction by 40%, which should significantly reduce the clamping of the drilling tool.

The research was performed with the financial support of the Russian Science Foundation the project No. 17-79-20218.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ГЕРМЕТИЧНОСТИ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В ВЫРАБОТКЕ
КАМЕННОЙ СОЛИ
IMPROVEMENT OF THE TECHNOLOGY FOR RESTORING TIGHTNESS OF
WELLS IN UNDERGROUND ROCK SALT RESERVOIRS**

Минченко Ю.С.

АО «СевКавНИПИгаз», Ставрополь

Minchenko Y.S.

JSC SevKavNIPigaz, Stavropol

Ключевые слова: подземный резервуар, газовая скважина, герметичность заколонного пространства, ремонтные работы, цементный мост, буферная жидкость, тампонажный раствор, каменная соль.

В связи с изменением условий работы скважин в результате длительной эксплуатации наблюдаются коррозионный износ обсадных труб, размывость пространства за обсадными трубами, нарушающая герметичность скважин и др. Это существенно расширяет круг проблем при ремонте скважин и требует применения новых технологий, материалов и оборудования.

Для решения поставленных задач разработан новый состав [1] буферной жидкости (БЖ) и предложены технические решения по ликвидации негерметичности в заколонном пространстве обсадной колонны соляной скважины.

Технология проведения ремонтных работ с установкой цементного моста в необсаженном стволе технологической скважины подземного резервуара в каменной соли включает:

- снижение уровня жидкости в скважине до нижней границы интервала установки промежуточного моста закачкой азота или инертных газов;

- закачку БЖ через колонну насосно-компрессорных труб на поверхность рассола в объеме, обеспечивающем высоту её столба не менее 1–1,5 диаметра резервуара, необходимую для предотвращения смешивания облегченного цементного раствора с рассолом;

- установку первого цементного моста из облегченного тампонажного раствора в заданном интервале над БЖ, высота которого, в 1,5–3 раза превышающая толщину слоя БЖ, определяется её несущей способностью, а также способностью удержания на своей поверхности второго цементного моста из тампонажного раствора нормальной плотности;

- установку второго цементного моста из армированного тампонажного раствора плотностью 1800 кг/м^3 , над мостом из облегченного цементного раствора с целью увеличения общей несущей способности и обеспечения проведения изоляционных работ в основной обсадной колонне с последующим спуском и цементированием дополнительно обсадной колонны.

Применение рекомендаций, основанных на результатах проведенных исследований составов буферной жидкости и тампонажных растворов, а также разработанных технологиях их использования при проведении ремонта скважин будет способствовать увеличению сроков эксплуатации подземных резервуаров в каменной соли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Минченко Ю.С. Буферная жидкость, используемая при герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции. Т. 3. Бурение нефтяных и газовых скважин – Краснодар: Издательский Дом - Юг. - 2018. – С. 191-193.

Key words: underground reservoir, gas well, tightness of annular space, repair work, cement bridge, displacement fluid, plugging solution, rock salt.

Due to changes in well operation conditions as a result of long-term operation, corrosive wear of casing pipes, washed space behind casing pipes, dangerous for the tightness of wells, etc. are observed. This significantly expands the range of problems during well repair and requires the use of new technologies, materials and equipment.

To solve these tasks, a new composition[1] of displacement fluid (DF) has been developed and technical solutions have been proposed for eliminating leaks in the annular space of the salt well casing.

The technology for repair work with the installation of a cement bridge in the uncased hole of a technological well in the underground stone salt reservoir includes:

- lowering the level of fluid in the well to the lower limit of the interval for the intermediate bridge installation by pumping nitrogen or inert gases;
- injecting DF through the tubing string onto the brine surface in a volume that ensures the height of its column at least 1–1.5 times the diameter of the reservoir necessary to prevent mixing of the lightened cement solution with the brine;
- installation of the first cement bridge of a lightweight plugging solution in a given interval above DF, the height of which is 1.5–3 times greater than the thickness of the DF layer is determined by its carrying capacity and the ability to remain on its surface the second cement bridge composed of normal density plugging solution;
- installation of the second cement bridge composed of the reinforced plugging solution with a density of 1.800 kg/m^3 above the bridge of lightweight cement slurry in order to increase the total bearing capacity and ensure insulation works in the main casing with subsequent running and cementing of an additional casing.

The application of recommendations based on the results of studies for the displacement fluid and plugging solutions as well as the developed technologies for their use during well repair will help to increase the service life of underground reservoirs in rock salt.

REFERENCES

1. Minchenko Yu.S. Bufernaya zhidkost' ispol'zuemaya pri germetizacii skvazhiny podzemnogo rezervuara zapolnennogo rassolom (Displacement fluid used in sealing the well of an underground reservoir filled with brine) // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii. Vol. 3. Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin – Krasnodar: Izdatel'skij Dom - Yug. - 2018. – p. 191-193.

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ЗОНАХ ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ FEATURES HORIZONTAL DRILLING IN ZONES OF FRACTURING

Мирсаетов О.М., Шумихин А.А.

Институт нефти и газа им. М. С. Гутериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск

Mirsatov O.M., Shumihin A.A.

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Izhevsk

Ключевые слова: агрегативная устойчивость водонефтяной эмульсии, доминирующая трещиноватость, эксплуатационные характеристики, горизонтальные скважины.

Охват воздействием пласта порового типа преимущественно зависит от пространственной геометрии горизонтальных стволов, направления главного вектора градиента давлений в элементе разработки и коэффициентов подвижности нефти[1]. Промысловыми и экспериментальными исследованиями установлено, что существенное влияние на оптимизацию значений данных параметров при выработке запасов нефти в пластах трещинно-порового типа оказывает процесс диспергирования фильтрующихся фаз [2].

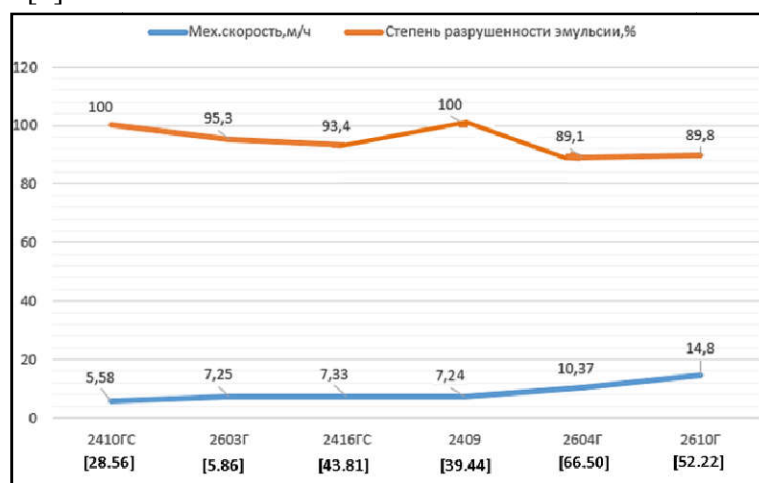


Рисунок 1– Графики соответствия степени разрушенности эмульсии и скорости проходки зон повышенной трещиноватости, в [] показаны углы между доминирующим направлением трещиноватости азимутальным направлением горизонтальных секций скважин

Учет этого процесса достигается изучением агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии в скважинной продукции, и выбора пространственной геометрии горизонтальных стволов и направления глобального градиента давления к доминирующему направлению трещиноватости в зависимости от коэффициентов подвижности нефти. Из этого задается механическая скорость проводки скважины через зоны повышенной трещиноватости, соответствующая минимальным темпам роста агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии, в качестве примера результаты, на рисунке 1.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сугаипов, Д.А. Об оптимальном расположении горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений / Д.А. Сугаипов, В.А. Савельев, А.Я. Волков, О.М. Мирсаетов // Бурение и Нефть. – 2003. – №12. – С.35-37.
2. Мирсаетов, О.М. Особенности выработки трещиновато-пористых коллекторов горизонтальными скважинами / О.М. Мирсаетов, А.А. Шумихин, А.С. Хатункина // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тезисы докладов VI Междунар. науч. симп. - М.: АО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2017. - С. 57-58.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОАГРЕГАТОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF ELECTRICAL UNITS OPERATED AT THE CONSTRUCTION OF WELLS

Моренов В.А.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Morenov V.A.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: строительство скважин, попутный нефтяной газ, энергоэффективность, газотурбинные установки.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) является ценным топливом в энергетике и важным сырьем в нефтехимии, однако, проведенные исследования показали, что в России ежегодно уничтожается более 35млрд м³ газа.

В то же время, выработка электроэнергии, используя попутный нефтяной газ, является одним из наиболее перспективных подходов к решению энергетической проблемы удаленных производственных объектов. Вопрос перехода от действующих систем централизованного энергоснабжения к автономным энергетическим комплексам является актуальным в последние годы. Вызвано это не только ухудшением стоимостных и качественных показателей работы системы: участились случаи внезапных перерывов в электропитании, произошло старение оборудования,

выросли тарифы на электроэнергию, повысилась стоимость строительства линий электропередач, снизилось качество электроэнергии, но и значительной удаленностью от основных электромагистралей новых месторождений углеводородов.

Попутный нефтяной газ может быть использован в качестве энергоносителя в газовых генерирующих установках, таких как газотурбинные и газопоршневые агрегаты. Наиболее актуальным представляется применение газотурбинных установок (ГТУ), которые в данных условиях имеют такие преимущества, как гибкость в работе, производительность, экологичность. Уровень выбросов вредных веществ современных ГТУ находится на уровне 8 ppm, что является качественным показателем. Данные свойства достигаются за счет использования таких технологий, как впрыск воды или метода «сухого» сжигания топливной смеси. Более того, уровень шума работающих установок составляет 70-85 дБ, что позволяет эксплуатировать их вблизи жилых и административных комплексов.

Низким выбросам также способствует более полное возможное использование потенциала первичного энергоносителя. ГТУ имеют наиболее высокий коэффициент выработки тепловой энергии на 1 кВт произведенной электрической энергии, поэтому агрегаты, применяемые на объектах нефтегазодобычи, целесообразно использовать в режиме тригенерации- одновременного производства электроэнергии, тепла и холода. Данный подход позволяет эффективно использовать потенциал первичного энергоносителя, и особенно актуален в регионах с частыми и значительными температурными перепадами.

Рассматриваемая схема позволяет удовлетворить энергетические нужды нефтепромысла с возможным варьированием выходных параметров установки в зависимости от графиков нагрузки потребителя. При этом попутный нефтяной газ может быть эффективно использован для повышения энергоэффективности процессов добычи и подготовки нефти. Использование ГТУ в составе электротехнического комплекса значительно снижает выбросы вредных веществ, таких как дым, углекислый газ, угарный газ и оксиды азота, в атмосферу. Коэффициент полезного действия при использовании электроагрегатов в тригенерационном цикле может превышать 90%.

Key words: construction of wells, associated petroleum gas, energy efficiency, gas turbines.

Associated petroleum gas (APG) has value as an energy source as well as a resource for petrochemistry, but conducted research revealed that more than 35 billion m³ of gas is burnt annually in Russia.

At the same time, power generation using APG is one of the most promising solution for power problem on remote oil production objects. Trend in transition from unified power grid to local self-sufficient power stations has become actual during last decade. This is due not only to system cost and quality parameters decreasing, such as cases of sudden drops in energy supplying, aging of the equipment, energy taxes rising, increased cost of power lines

construction, decreased energy quality, but also due to considerable distances of new oil and gas fields from linear power lines.

APG can be utilized as an energy carrier in gas generating units, such as gas turbines (GT) and gas reciprocating engines. Implementation of GT is seen as most effective, because of such advantages like flexibility of operation, work rate, environmental compatibility. The emission level of modern GT is about 8 ppm, which may be considered an efficient parameter. These properties are possible due to implementation of such technologies as water injection and dry low NO_x combustion. Furthermore, noise level of functioning units is about 70-85 dB, so it's possible to exploit them near administrative and living structures.

GT have the highest coefficient of heat production on output power, thus devices used in oil and gas extraction objects are mostly efficiently utilized in combined cooling heat and power (CCHP) mode (or trigeneration mode). This mode allows efficient use of primary energy source and is better suited for regions characterized by frequent and formidable temperature drops.

Thus, scheme under consideration may satisfy energy needs of oilfields while providing parameters corresponding with consumer load charts. At the same time APG is effectively utilized for energy efficiency increase of oil production and preparation. If the quantity of recovered gas is large enough it is feasible to use turbine devices to ensure energy coverage of the whole oilfield infrastructure. Efficiency of CCHP may exceed 90%.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ ДЛЯ
НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ И ОПТИМУМА СТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ
СИСТЕМЫ «ДОЛОТО – ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ – КОЛОННА
БУРИЛЬНЫХ ТРУБ»
INVESTIGATION REGIME PARAMETERS FOR DIRECTIONAL DRILLING AND OPTIMUM
STABLE WORK OF THE “DRILL BIT – SCREW DOWN HOLE MOTOR –
DRILL PIPE COLUMN” SYSTEM**

Морозов В.А., Двойников М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Morozov V.A., Dvoynikov M.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: виброускорение, амплитуда, биение, бурильная колонна, винтовой забойный двигатель, долото.

Произведена мера тона баланса вибрации инструмента для уменьшения отклонений значений амплитуд с сигналом сущности вибрации на границе контакта участков разнородного стержня, управляя динамикой системы «долото – винтовой забойный двигатель – колонна бурильных труб» [1].

Усовершенствованной методикой определены критические значения параметров режима бурения (осевая нагрузка и частота вращения) составного инструмента.

Стендовые испытания подтвердили сходимость результатов метода и натуры [2]. Данные апробации зарекомендовали математическую модель динамики инструмента, подтвердив прогнозируемые границы автоколебаний при проектировании бурения направленных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины: в 2 Т. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. Т. 2: Винтовые забойные двигатели. С. 31-35.
2. Двойников М.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин модернизированными винтовыми забойными двигателями: дис. д-ра техн. наук. Тюмень, 2011. С. 151-173.

Key words: vibration acceleration, amplitude, beat, drilling column, screw downhole engine, drill bit.

Measure tool ton of balance vibration for decrease equal of amplitudes self signal oscillations excitations boundary heterogeneous section composite rod was done by dynamic system “drill bit – screw down hole motor – drill string”.

Critical equals regime parameters of drilling are determent by modern methodic of composite tool. Investigated by stand confirmed the precision of result method and nature. Data of approbation recommended mathematical model tool dynamics and confirmed prognoses of boundary auto -oscillations on project drilling target well.

REFERENCES

1. Baldenko D.F., Baldenko F.D., Gnoevykh A.N. Single-Screw Hydraulic Machines: in 2 Vol. Moscow, ООО IRTS Gazprom Publ., 2007. T. 2: Screw Downhole Motors. pp. 31-35.
2. Dvoynikov M.V. Technology of Drilling Oil and Gas Wells by Modernized Screw Downhole Motors. Doct. Tekhn. Sci. Diss. Tyumen', 2011. pp. 151-173.

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ В КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН CONSTRUCTION OF TILT-AND-DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS IN CARBONATE AND TERRIGENOUS RESERVOIRS IN FIELDS OF REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN

Мулюков Р.А., Хафизов А.Р., Комкова Л.П.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

Muliukov R.A., Hafizov A.R., Komkova L.P.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Ключевые слова: забуривание, боковые стволы, буровые растворы.

Крупные нефтяные месторождения на территории Республики Башкортостан большей частью выработаны, а новые структуры представлены в основном месторождениями с малodeбитными, низкопроницаемыми коллекторами. Во многих случаях для извлечения нефти необходимы более совершенные технологии, основанные на горизонтальном бурении в продуктивной толще, а так же технологии, использующие скважины старого фонда путем реконструкции методом забуривания боковых стволов.

Проводка скважин в условиях АНПД ставит особые задачи по сохранению устойчивости ствола скважины и коллекторских свойств продуктивного горизонта. Это прежде всего связано с подбором и применением буровых растворов надлежащего качества. Коллектора, как правило, представлены широким диапазоном пористости, трещиноватости и различной степенью их раскрытости. Оценочные расчеты проникновения буровых растворов и фильтрата в поровые коллектора за период строительства горизонтального участка ствола достигает в отдельных случаях до 1,5 метров. Вместе с этим, выдвигаются ряд требований к структурам, образующимся в результате взаимодействия фильтрата бурового раствора и пластового флюида. Их взаимодействия в пластовых условиях зачастую не адекватны взаимодействиям, протекающим в поверхностных условиях. Поэтому при подборе буровых растворов для бурения в продуктивных горизонтах необходимы исследования максимально приближенные к пластовым условиям. Нами были изучены более 20 различных типов буровых растворов, которые широко используются разными сервисными организациями при проводке горизонтальных стволов. В лаборатории фильтрационных исследований проведен анализ влияния различных типов буровых растворов на восстановление проницаемости по керну продуктивного горизонта. Изучались буровые растворы на углеводородной основе, эмульсионные, пресные и минерализованные системы, полимерные и биополимерные промывочные жидкости. Ингибирующая способность оценивалась на тестере продольного набухания в динамическом режиме. На основе экспериментальных работ выявлены для разных коллекторов наиболее эффективные типы буровых растворов, сделаны рекомендации по подбору оптимального соотношения фракций дисперсной фазы и их концентрации, которые способны создавать в подповерхностном слое тонкий не проницаемый коагуляционный экран в условиях динамической фильтрации, которые были рекомендованы сервисным организациям к практическому руководству. Разработаны контрольные значения технологических параметров для буровых растворов, которые должны гарантировать сохранение естественной проницаемости призабойной зоны пласта в карбонатных и террегенных коллекторах на месторождениях РБ.

Key words: drilling, side barrels, drilling fluids, mud.

Large oil fields in the territory of the Bashkortostan Republic are mostly developed, and the new structures are mainly represented by fields with reservoirs of low yield and low permeability. In many cases, very advanced technologies are needed to extract oil, based on

horizontal drilling in the productive stratum, as well as technologies that use old wells by reconstructing lateral wells.

Wiring wells under conditions of abnormally low reservoir pressure ALRP poses special challenges to preserve the stability of the wellbore and reservoir properties of the productive horizon. This is primarily associated with the selection and use of drilling fluids of good quality. Reservoirs are usually represented by a wide range of porosity, fracturing and varying degrees of their openness. Estimated calculations of penetration of drilling fluids and filtrate into the pore reservoirs during the construction of the horizontal section of the trunk reaches in some cases up to 1.5 meters. At the same time, a number of requirements are put forward for the structures formed as a result of the interaction of the drilling mud filtrate and reservoir fluid. Their interactions in reservoir conditions are often inadequate to interactions occurring in surface conditions. Therefore, when selecting drilling fluids for drilling in productive horizons, research is required as close as possible to reservoir conditions. We have studied more than 20 different types of drilling fluids, which are widely used by different service organizations in the wiring of horizontal shafts. In the laboratory of filtration researches, the influence of different types of drilling fluids on the restoration of permeability along the core of the productive horizon was analyzed. We analyzed hydrocarbon-based drilling fluids, emulsion, fresh and mineralized systems, polymer and biopolymer drilling fluids. The inhibitory ability was evaluated on a longitudinal swelling tester in a dynamic mode. Based on experimental work, the most effective types of drilling mud were identified for different reservoirs. recommendations were made on the selection of the optimal ratio of the dispersed phase fractions and their concentration, which are able to create in the subsurface layer a thin impermeable colmatage screen under dynamic filtration conditions, which were recommended to service organizations for practical guidance. Developed control values of technological parameters for drilling fluids, mud, which should guarantee the preservation of the natural permeability of the bottomhole formation zone in carbonate and terregenetic reservoirs in the Republic of Bashkortostan fields.

ТЕРМОСТАТИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ ШАРЯД THERMOSTATICALLY CONTROLLED DRILL

Мураев Ю.Д.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Muraev Ju.D.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение, мерзлота, выход керна, тепловая труба, буровая коронка, промывочная жидкость.

Регионы Заполярья составляют почти половину территории нашей страны, и объем бурения разведочных скважин в этих регионах непрерывно увеличивается. При этом сложные климатические условия и наличие многолетнемерзлых пород

естественно осложняют проведение разведочных работ. Почти повсеместно геологические разрезы в этих регионах характеризуются переслаиванием несцементированных пород с прослойками льда, и по сути дела это – брекчии, цементирующим компонентом в которых является лед. Средняя мощность многолетнемерзлых пород составляет 150 метров и зачастую получение качественного керна в этих интервалах определяет общее направление разведочных работ на данной площади.

Бурение криозон связано с тем, что происходит растепление стенок скважины, а также кернавого материала, что в конечном итоге приводит к искажению геологического строения участка.

Важнейшими источниками тепла в этих условиях являются циркулирующая промывочная жидкость и вращающийся породоразрушающий инструмент. Промывочная жидкость, при этом обеспечивает отвод тепла от забоя и вынос шлама, но требует специальных незамерзающих присадок и может не соответствовать требованиям экологической безопасности.

В этих условиях более безопасным и эффективным способом проходки скважин является бурение с продувкой воздухом [1], однако, при этом требуется специальное компрессорное оборудование, системы охлаждения и осушения воздуха, а кроме того, возрастает опасность прижога коронки и развитие аварийной ситуации.

Для более эффективного охлаждения призабойной зоны предлагается экологически безопасное устройство, обеспечивающее отвод тепла от точечного источника, то есть от режущей части породоразрушающего инструмента, с распределением тепловой энергии по большой поверхности.

С этой целью в конструкцию колонкового набора предлагается ввести тонкостенную тепловую трубу (ТТ), обеспечивающую активный перенос тепловой энергии от режущей поверхности породоразрушающего инструмента к охлаждаемым промывочной жидкостью пластинам, расположенным выше колонкового набора и имеющим в принципе неограниченную поверхность.

Как известно, тепловая труба представляет собой герметически закрытую полость, внутренняя поверхность которой может быть покрыта гигроскопичным материалом, и частично заполненную легко испаряющейся жидкостью. При этом теплоперенос осуществляется за счет нагревания жидкости, ее вскипания и переноса паров в зону конденсации, откуда охлажденный конденсат стекает по внутренней поверхности ТТ обратно в зону нагрева.

Предлагаемая конструкция защищена авторским свидетельством и может быть эффективно использована для охлаждения точечных источников тепла с затрудненным доступом. Весьма эффективно данное устройство также при бурении в условиях недостатка воды, например, в пустынных районах.

В настоящее время всерьез рассматривается вопрос необходимости бурения скважин на космических объектах с целью получения керна. Получение керна в условиях полной автономности требует высокой надежности оборудования, то есть необходимо иметь минимальное количество движущихся элементов для охлаждения

породоразрушающего инструмента. В данном случае никаких специальных механизмов для нормальной работы устройства не требуется вообще, что гарантирует его высокую надежность и эффективность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. М., Недра, 1987.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСТВОРОВ СОЛЕЙ НА ГИДРАТАЦИЮ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

RESEARCH OF THE EFFECT OF SALT SOLUTIONS ON THE HYDRATATION OF CLAY MINERALS IN DRILLING OIL AND GAS WELLS

Неверов А.Л., Лесик Е.И., Минаков А.В., Михиенкова Е.И.

Сибирский федеральный университет, Красноярск

Neverov A.L., Lesik E.I., Minakov A.V., Mihienkova E.I.

Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Ключевые слова: гидратация, глинистый минерал, трансляционное движение молекул воды, степень набухания, самодиффузия воды, концентрированный раствор.

Известно, что более 70% разрезов нефтяных и газовых месторождений сложено глинистыми отложениями. Использование буровых растворов на водной основе при бурении глинистых отложений приводит к гидратации глинистых пород и приводит к неустойчивому состоянию ствола скважины при бурении в них. Актуальность работы обусловлена необходимостью исследований и разработки промывочных жидкостей на водной основе для бурения нефтяных и газовых скважин, стенки которых сложены глинистыми горными породами.

Целью исследования являлась оценка влияния растворов солей и их совместное действие с водорастворимыми полимерами на гидратацию глинистых минералов при бурении скважин. Проведены исследования гидратации монтмориллонита и иллита в растворах простых солей, водорастворимых полимерах и их комбинациях. Используемые методы исследования: рентген-флюоресцентная спектрометрия, электронная микроскопия, рентгеноспектральный, спектроскопический и томографический анализ для определения минерального состава глинистых горных пород; гидратация глинистых минералов на тестере продольного набухания OFITE. Установлено, что независимо от типа раствора на изменение линейных размеров глинистых образцов оказывает их пористость и проницаемость. На скорость гидратации образцов глин существенное влияние оказывает концентрация и тип иона электролита. Полученные данные согласуются с классической теорией О.Я. Самойлова, где гидратацию ионов в растворах следует рассматривать как действие ионов на трансляционное движение молекул воды в растворе. К ионам, ослабляющим

трансляционное движение молекул воды находящихся в ближайшем окружении иона, относятся почти все катионы, а к ионам, усиливающим это движение, - однозарядные ионы с большим радиусом, т. е. анионы Cl^- , Br^- и I^- , а из катионов - K^+ . Экспериментально было показано, что скорость движения молекул воды за счет наличия иона K^+ , обладающего отрицательной гидратацией, приводит к увеличению скорости проникновения молекул воды в поровое пространство глинистых минералов, независимо от их типов. Скорость гидратации глинистых минералов замедляется в растворах, содержащих гидратирующиеся катионы (Ca^{2+} , Mg^{2+}), стабилизация наступает за более длительный период, чем в случае с ионом калия. В концентрированных растворах простых солей трансляционное движение молекул воды остается более интенсивным по сравнению с деминерализованной водой, что приводит к дестабилизации горных пород, содержащих в своем составе глинистые минералы. Так, например, глинистые образцы, погруженные в солевые растворы, в т.ч. соленасыщенные (NaCl , KCl , KNO_3 , CaCl_2 , MgCl_2) распадаются на отдельные микроагрегаты в течение первых минут (1-40), за счет агрегирования глинистых пластинок и, соответственно, увеличения размера пор и проницаемости. При погружении аналогичных образцов в полимерные растворы наблюдается неограниченное набухание, а в полимерсолевых, кроме этого, наблюдается увеличение пористости и трещиноватости.

Полученные результаты позволяют выбирать оптимальные технологические решения связанные с проблемами гидратации глин буровыми растворами на водной основе.

Исследования выполнены при финансовой поддержки Российского научного фонда (проект № 17-79-20218).

ВЛИЯНИЕ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ НА РАЗДЕЛЕ ФАЗ ФИЛЬТРАТ-НЕФТЬ НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ **INFLUENCE OF CAPILLARY PRESSURE ON THE RESTORATION OF THE** **BOTTOMHOLE ZONE PERMEABILITY AT THE FILTRATE-OIL INTERFACIAL** **PHASE**

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

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, фильтрат, проницаемость, капиллярное давление, межфазное натяжение.

При вскрытии продуктивных пластов на репрессии с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе в поровое пространство пласта проникает фильтрат. В результате появляется зона с пониженной, по сравнению с естественной,

проницаемостью [1]. В целях повышения качества вскрытия продуктивных пластов, методами математического моделирования, введён критерий для выбора промывочной жидкости. Предложенный критерий, включающий в себя насыщенность порового пространства фильтратом и радиус его проникновения, позволяет выбрать промывочную жидкость с учетом минимального снижения проницаемости призабойной зоны пласта при первичном вскрытии.

Моделирование процесса проникновения фильтрата в пласт основано на теории двухфазной фильтрации. Выведена функция распределения потока фаз с учётом капиллярного давления, которая совпадает с функцией Баклея-Левиретта при капиллярном давлении равным нулю. Данная функция используется для вычисления средней насыщенности и радиуса проникновения фильтрата [2]. При математическом моделировании используются данные фильтрационных экспериментов по насыщению образцов натурального керна Новофёдоровского месторождения фильтратами буровых промывочных жидкостей различных типов.

Установлено, что с ростом капиллярного давления на границе фильтрата и нефти снижается радиус проникновения фильтрата, но при этом увеличивается средняя насыщенность фильтратом. Установлено, что для промывочных жидкостей, фильтраты которых обладают наибольшим межфазным натяжением на границе с нефтью коэффициент восстановления проницаемости имеет наименьшие значения. Предложенный критерий для выбора промывочной жидкости на основании радиуса проникновения и насыщенности фильтратом также имеет связь с капиллярным давлением, то есть жидкости с большим показателем межфазного натяжения наименее предпочтительны для вскрытия продуктивных пластов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никитин, В.И. Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №11. – С. 40-42.
2. Живаева, В.В. Модель для расчета радиуса проникновения бурового раствора при вскрытии пласта/ В.В. Живаева, В.И.Никитин // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – №6. С. 250-254.

Key words: drilling fluid, flushing fluid, filtrate, permeability, capillary pressure, interfacial tension.

At the opening of productive strata on repression using water-based drilling flushing fluids, the filtrate penetrates into the pore space of the reservoir. As a result, a zone with a lower permeability, compared to the natural one, appears [1]. In order to improve the quality of the opening of productive layers, using mathematical modeling methods, a criterion for the choice of flushing fluid was introduced. The proposed criterion, which includes the saturation of the pore space with the filtrate and the radius of its invasion, allows to select the drilling fluid, taking into account the minimum decrease in permeability of the bottomhole formation zone during the initial drilling-in.

Modeling the process of the filtrate invasion into the reservoir is based on the theory of two-phase filtration. The phase flux distribution function was derived taking into account the capillary pressure, which coincides with the Buckley-Leverett equation with a capillary pressure equal to zero. This function is used to calculate the average saturation and radius of the filtrate invasion [2]. In mathematical modeling, data from filtration experiments are used to saturate natural core samples from the Novofedorovskoye field with filtrates of drilling flushing fluids of various types.

It has been established that with increasing capillary pressure at the border of the filtrate and oil, the radius of the filtrate invasion decreases, but at the same time the average saturation of the filtrate increases. It was established that for flushing fluids whose filtrates have the highest interfacial tension at the boundary with oil, the permeability recovery coefficient has the smallest values. The proposed criterion for the choice of flushing fluid on the basis of the penetration radius and saturation of the filtrate also has a connection with capillary pressure, that is, fluids with a large interfacial tension indicator are the least preferred for drilling of productive formations.

REFERENCES

1. Nikitin, V.I. Dynamics of filtrate invasion of water-based drilling flushing systems into the formation / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. - 2017. - №11. - pp. 40-42.
2. Zhivaeva, V.V. Model for calculating the radius of drilling fluid invasion at the opening of the reservoir / V.V. Zhivaeva, V.I. Nikitin // Modern science-based technologies. - 2016. - №6. pp. 250-254.

АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ

ANALYSIS OF CORROSION-RESISTANT CEMENTS FOR WELL CEMENTING IN CONDITIONS OF HYDROGEN SULFIDE AGGRESSION

Николаев Н.И., Жапхандаев Ч.А., Ковальчук В.С.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Nikolaev N.I., Zhapkhandaev C.A., Koval'chuk V.S.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: сероводородная коррозия, тампонажные материалы, цементирование скважин, цементный камень, глиноземистый цемент, ингибитор.

Качественное крепление скважины при соблюдении всех требований охраны окружающей среды является одним критериев успешной разработки нефтяных залежей. Поэтому цементирование обсадных колонн всегда было в центре внимания научных и производственных организаций. Тем не менее, на сегодняшний день остается ряд нерешенных проблем, связанных с особенностями

цементирования скважин, в разрезе которых присутствуют сероводородсодержащие горные породы.

Важный вклад в совершенствование научных представлений о процессах тампонирувания скважин и создание коррозионностойких тампонажных материалов внесли свою лепту такие ученые как, Ф.А. Агзамов, И.Н. Ахвердов, М.О. Ашрафьян, А.И. Булатов, В.И. Бабушкин, А.И.Бережневой, В.С. Бакшутлов, Ю.М. Бутт, А.А. Гайворонский, В.В. Грачев, В.С. Данюшевский, В.М. Кравцов, А.А. Ключов, Н.Н. Круглицкий, В.И. Крылов, Т.В. Кузнецова, Н.И. Крысин, М.Р. Мавлютов, Е.К. Мачинский, Н.И. Николаев, В.П. Овчинников, А.А. Перейма, П.А. Ребиндер, Н.И. Титков и многие другие.

Проведенный анализ научных работ позволил установить, что в условиях сероводородной агрессии можно использовать определенный ассортимент тампонажных материалов: глиноземистый цемент, известково-кремнеземистую смесь, коррозионностойкие материалы, облегченные (ЦТОК) и утяжеленные (ЦТУК), шлакопесчаные смеси совместного помола (ШПЦС, УШЦ, ОШЦ). В некоторых случаях допускаются к использованию тампонажные портландцементы, устойчивые к сульфатной коррозии, марки G (ПЦТ I-G СС-1) и Н (ПЦТ I-Н СС-1), имеющие высокие характеристики по прочности. Стойкость цементного камня от коррозии главным образом зависит от химической стойкости его компонентов по отношению к корродирующему агенту.

В целом, проведенный анализ позволяет заключить, что тампонажный материал и композиции должны иметь:

- высокие значения устойчивости к сероводороду;
- повышенную прочность, низкую газопроницаемость и пористость цементного камня;
- высокую седиментационную устойчивость;
- низкую контракцию.

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.

Авторами проведены предварительные исследования по созданию коррозионностойких композиций, результаты которых свидетельствуют о перспективности данных разработок.

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: hydrogen sulfide corrosion, plugging materials, well cementing, cement stone, alumina cement, inhibitor.

High-quality well fastening in compliance with all environmental requirements is one of the criteria for the successful development of oil deposits. Therefore, casing cementing has always been the focus of scientific and industrial organizations. However, to date, there are a number of unresolved problems associated with the peculiarities of well cementing, in the context of which there are hydrogen sulfide-containing rocks.

An important contribution to improving scientific understanding of the processes of plugging wells and the creation of a corrosion resistant backfill materials contributed by such scholars as, F.Agzamov, I Akhverdov, M. Ashraf'yan, A. Bulatov, V. Babushkin, A. Berezhnevov, V. Bashkutov, U. Butt, A. Gayvoronskii, V. Grachev, V. Danyushevskii, V. Kravtsov, A. Klusov, N. Kruglitsky, V. Krylov, T. Kuznetsova, N. Krysin, M. Mavlyutov, E. Machinskii, N. Nikolaev, V. Ovchinnikov, A. Pereyma, P. Rebinder, N. Titkov and many others.

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.

- In general, the analysis performed allows us to conclude that the grouting material and compositions should have:
- high values of resistance to hydrogen sulfide;
- increased strength, low gas permeability and porosity of cement stone;
- high sedimentation stability;

low contraction.

Thus, at the moment there is no definitively accurate approach to solving the problem of hydrogen corrosion of cement stone. This is connected, first of all, with the fact that there are no definite conclusions about the mechanism and consequences of this type of corrosion.

The authors conducted preliminary studies on the creation of corrosion-resistant compositions, the results of which are reduced to the prospects of these developments.

REFERENCES

1. Agzamov F.A., Izmuchambetov B.S./ The durability of cement stone in aggressive environments [Dolgovechnost' tamponazhnogo kamnya v korrozionnoaktivnykh sredach].- SPb .: LLC "Nedra", 2005.-318c.
2. Voronick A.M., Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. / Study of technological properties and parameters of a lightweight corrosion-resistant cement mixture. [Issledovaniye

tekhnologicheskikh svoystv i parametrov oblegchennoy korrozionnostoykoy tamponazhnoy smesi.]// Construction of oil and gas wells on land and at sea 2/2018 29-35s.

3. Kravtsov V.M., Kuznetsov Y.S., Mavlyutov M.R., Agzamov F.A. / Fastening of high-temperature wells in corrosive environment [Krepleniye vysokotemperaturnykh skvazhin v korrozionnoaktivnykh sredakh].- М.: Nedra, 1987. 190 p.

ТЕХНОЛОГИИ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН TECHNOLOGIES AND MATERIALS FOR SOLUTION OF DRILLING AND WELL WORKOVER PROBLEMS

Ноздря В.И., Мартынов Б.А., Кривошей А.В., Никитин С.Ю.

ООО «НПК Спецбурматериалы», Жуковский

Nozdrya V.I., Martynov B.A., Krivoshej A.V., Nikitin S.Yu.

NPK Specburmaterialy Ltd., Zhukovskij

Ключевые слова: осложнения, поглощение, рапопроявление, быстросхватывающиеся составы, тампонажные материалы, водо- и маслонабухающие наполнители, кольматанты.

В докладе кратко изложены существующие технологии и материалы для ликвидации осложнений при строительстве и ремонте нефтегазовых скважин с использованием быстросхватывающихся составов. Специфика применения быстросхватывающихся составов (преимущества и недостатки), возможность ликвидации рапопроявлений и катастрофических поглощений технологических жидкостей в различных геолого-технических условиях.

Key words: complications, mud loss, natural brine show, quick-setting compounds, grouting materials, water and oil-swellable fillers, sealants.

The report briefly outlines the existing technologies and materials for the solution of complications in the drilling and repair of oil and gas wells using quick-setting compositions. The specificity of the use of quick-setting (advantages and disadvantages), the possibility of liquidation, natural brine show and disastrous lost circulation in various geological and technical conditions.

**РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ
DEVELOPMENT OF CEMENT COMPOSITIONS FOR CEMENTING OIL AND
GAS WELLS IN CORROSIVE ENVIRONMENTS**

Носов И.С., Эрнандес Р.Д.Р.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Nosov I.S., Ernandes R.D.R.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: эксплуатационные скважины, виды цементов, цементный камень, агрессивные компоненты пластовых флюидов, химическое взаимодействие, виды коррозии, разрушение бетона, прочность, сохранение целостности, защита цементного камня.

Появление в геологических разрезах глубоких скважин на нефть и газ пластовых флюидов с высоким содержанием агрессивных компонентов, осложняющих процессы строительства и эксплуатации скважин и создающих серьезную экологическую угрозу.

Разрушающее действие агрессивных сред на цементный камень и обсадные колонны приводит к нарушению герметичности.

Флюиды, проникая через образующиеся в камне каналы, вступают в контакт с металлом обсадной трубы, что в свою очередь ведет к развитию коррозии внешней поверхности колонны и последующему смятию.

В ряде случаев из-за невозможности отремонтировать скважину ее ликвидируют.

Возникновению межпластовых перетоков и заколонных газопроявлений, представляющих экологическую опасность.

Эксплуатация скважин с вводом ингибиторов коррозии, обеспечивающих защиту внутренней поверхности обсадных труб, защиту их наружной поверхности от коррозии должно обеспечить цементное кольцо.

Улучшения технологических свойств цементного камня за счет ввода в цементный раствор защитных средств – ингибиторов коррозии, совместимых с цементным раствором и поровой жидкостью цементного камня [2].

Использования микроцементов тонкого помола с меньшим размером частиц приводит к увеличению удельной поверхности цемента и снижению проницаемости и пористости цементного камня.

Снижения пористости путем уменьшения водоцементного соотношения с одновременным введением пластификаторов.

Повышение прочности с помощью использования полимеров, способных заполнять поры и препятствовать проникновению в них агрессивных сред [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баженов Ю.М. Технология бетона: учеб. пособие для технол. спец. строит. вузов/ Ю.М. Баженов. – 2-е изд., перераб. – М.: Высш. шк., 1987. – 415 с.
2. Осадочная И.Л. Повышение коррозионной стойкости тампонажных материалов в условиях сероводородной агрессии: дис. на соиск. учке. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/ Осадочная Ирина Леонидовна; ОАО «СевКавНИПИгаз». – Ставрополь, 2013 – 138с.

УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ ПРИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯХ – НЕОТЪЕМЛЕМАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН DRILLING WELL CONTROL IS NON-IMPOSSIBLE COMPONENT IN THE EDUCATION FOR WELL DRILLING SPECIALISTS

Нуцкова М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Nutskova M.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, управление скважиной, газонефтеводопроявления, образование, профессиональная подготовка.

В 2017 году при прохождении профессионально-общественной аккредитации профессиональных образовательных программ одним из критериев оценки являлось освещение в программах дисциплин разделов, связанных с вопросами безопасного ведения работ и действиями персонала при внештатных ситуациях.

Согласно профессиональному стандарту «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», основополагающему при подготовке образовательных программ бакалавров направления «Нефтегазовое дело» профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин», обобщенными трудовыми функциями являются «Технологический контроль и управление процессом бурения скважины» и «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях». Таким образом, при подготовке квалифицированных кадров вопросы, связанные с управлением процессом бурения скважин являются обязательными к рассмотрению.

Для прохождения производственной практики на объектах нефтегазового производства необходимо выполнение особых условий допуска к работе, в т.ч. проверка знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях (ГНВП) и открытых фонтанах». На кафедре бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета осуществляется теоретическая и практическая подготовка обучающихся бакалавриата и магистратуры по данному курсу с применением тренажера-симулятора ООО «ЗАО АМТ».

Одним из показателей успешного обучения является неоднократное достойное участие во Всероссийском этапе Всероссийской студенческой олимпиады по дисциплине «Управление процессом бурения скважин», ежегодно проходящей на базе Тюменского индустриального университета.

Преподаватели кафедры, осуществляющие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях (ГНВП) и открытых фонтанах» имеют действующие удостоверения IWCF, что подтверждает их квалификацию.

Таким образом, подготовка специалистов на кафедре бурения скважин отвечает современным требованиям производства.

Key words: well drilling, well control, gas, oil, and water inflow and blowout, education, vocational training.

In 2017, during the passage of professional public accreditation of professional educational programs, one of the evaluation criteria is the presence of sections of disciplines related to issues of safe operations and actions of personnel in emergency situations.

According to the professional standard «Drilling Supervisor in the Oil and Gas Industry», which is fundamental for the preparation of educational programs for bachelors of the «Oil and Gas Engineering» direction, the «Drilling of Oil and Gas Wells» profile, the generalized labor functions are «Technological control and management of the drilling process» and «Technological control and management the process of drilling wells in the fields». Thus, in the preparation of qualified personnel issues related to the control of the process of drilling wells are mandatory for consideration.

For practice on oil and gas production facilities necessary to satisfy the special conditions for admission to work, including examination of knowledge in the course «Well control. Well control in gas, oil, and water inflow and blowout». At the Department of Well Drilling St. Petersburg Mining University carried out theoretical and practical training of students of bachelor and master for this course using simulator of LLC «CJSC AMT».

One of the indicators of successful training is repeated worthy participation in the All-Russian stage of the All-Russian Student Olympiad in the discipline «Drilling Well Control», annually held at the base of Tyumen Industrial University.

Teachers of the Department, carrying out training on the course «Well control. Well control in gas, oil, and water inflow and blowout» are valid IWCF certificate that confirms their qualification.

Thus, the training of specialists at the department of drilling wells meets the modern requirements of production.

**ИННОВАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО
БУРЕНИЮ НА СУШЕ И МОРЕ В ГУБКИНСКОМ УНИВЕРСИТЕТЕ
INNOVATIVE SYSTEM OF TRAINING OF SPECIALISTS IN DRILLING ON LAND
AND SEA AT THE GUBKIN UNIVERSITY**

Оганов А.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

Oganov A.S.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow

Ключевые слова: подготовка специалистов, среда научно-образовательной деятельности.

Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин, основанная в 1930 году, является одним из ключевых учебно-научных подразделений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Кафедра выпускает специалистов по направлению подготовки «Нефтегазовое дело»: бакалавров, по профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин» и магистрантов по программам «Строительство горизонтальных и многоствольных скважин на суше и море», «Заканчивание нефтяных и газовых скважин», «Комплексное освоение месторождений углеводородов», а также по двум международным программам «Передовые технологии строительства и эксплуатации нефтегазовых скважин» - российско-австрийская, на английском языке; и «Технологии освоения морских нефтегазовых месторождений» - российско-норвежская, на английском языке.

Научно-методологическая основа подготовки буровиков в основном базируется на учебниках и учебных пособиях, изданных в России и за рубежом, значительная часть которых создана профессорско-преподавательским составом кафедры. Традиционные технологии обучения, включающие лекции, лабораторные практикумы, практические занятия и научно-исследовательская деятельность проводятся в кафедральных лабораториях, созданных совместно с ведущими зарубежными компаниями Schlumberger, Trican Well Service, MISwaco, Weatherford, NOV и др. и с привлечением ведущих отечественных и зарубежных специалистов к образовательной деятельности для повышения уровня подготовки студентов.

Элементами современных образовательных технологий, широко применяемых сегодня в учебном процессе являются – цифровое моделирование процессов строительства скважины и 3D-визуализация, тренажерные комплексы реального времени – морской буровой тренажер седьмого поколения, их интеграция с реальным производством, открытый доступ обучающихся к кафедральным учебным курсам в режиме online и т.д. Многообразие инновационных проектов кафедры по развитию компетенций специалистов предусматривает проектное обучение, междисциплинарный подход, виртуальную среду профессиональной деятельности, как среду обучения, интегральную среду научно-образовательной деятельности, виртуальное присутствие на лекциях и семинарах и т.д. В состав кафедры входит Центр Морского бурения,

созданный совместно с ПАО НК «Роснефть», оснащенный макетными образцами плавучих технических средств, бурового основного и вспомогательного оборудования, передовыми программными продуктами зарубежных и российских компаний и прямой связью с центром сопровождения и строительства горизонтальных скважин Роснефти, и непосредственно с буровыми в любой точке страны.

РАЗРАБОТКА ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ DEVELOPMENT OF IMPORT-SUBSTITUTE MATERIALS AND TECHNOLOGIES FOR THE CONSTRUCTION OF WELLS IN COMPLICATED CONDITIONS

Оганов А.С., Симонянц С.Л., Вязниковцев С.Ф.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

Oganov A.S., Simonjanc S.L., Vjaznikovcev S.F.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow

Ключевые слова: буровой раствор, тампонажный раствор, цементирование скважин, технологический регламент.

Целью работы является разработка нормативных документов, регламентирующих требования к технологии приготовления буровых растворов на гидрофобной основе, цементирования обсадных колонн скважин с применением самозалечивающихся цементов с добавками на основе водо- и нефтенабухающих полимеров, коррозионностойких тампонажных смесей в условиях высоких температур и давлений, при наличии агрессивных компонентов в пластовом флюиде, направленные на повышение технического уровня проектирования и строительства скважин.

Разработаны новые составы и технологии применения буровых растворов, стойких к солевой агрессии и одновременно позволяющих вскрытие продуктивных пластов, в т.ч. в зонах АНПД. Разработаны новые тампонажные смеси, содержащие специальные добавки, инертные к компонентам тампонажного раствора и камня на этапе цементирования скважины, но активирующиеся и набухающие при контакте с пластовой водой или с нефтью и блокирующие каналы перетока. Разработаны термокоррозионностойкие составы тампонажных материалов, позволяющих получать утяжеленные тампонажные растворы, с обоснованием технологии их получения и применения.

Выполнен анализ геолого-технических условий бурения скважин в солевых отложениях, при вскрытии продуктивных пластов, в том числе в зонах с аномально низким пластовым давлением месторождениях и площадях ПАО «Газпром». Выполнены экспериментальные исследования тампонажных смесей с водо- и нефтенабухающими добавками, установлено влияние добавок на технологические свойства тампонажных растворов и получаемого камня. Проведены экспериментальные

исследования для обоснования компонентного состава тампонажных и буферных растворов с учётом разработанных требований.

Результаты работы сведены в Технологические регламенты «Документы нормативные для строительства скважин. Бурение скважин с применением буровых растворов на гидрофобной основе для бурения в солевых отложениях и в интервалах вскрытия продуктивных пластов», «Цементирование обсадных колонн скважин с применением самозалечивающихся тампонажных смесей на месторождениях Западной и Восточной Сибири», «Цементирование обсадных колонн скважин с применением термостойких (до 250°C), утяжеленных, сероводородостойких тампонажных смесей на шлакопесчаной основе».

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ DRILLING MUD FOR THE DRILLING IN ABNORMAL OPERATING CONDITIONS

Онофриенко С.А., Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М.

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)

имени М.И. Платова, Новочеркасск

Onofrienko S.A., Tret'yak A.Ya., Rybal'chenko Y.M.

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Ключевые слова: скважина, буровой раствор, глинистая порода, желоб, прихват, ингибирование.

Одним из основных факторов, определяющих успешность проводки скважин, является качество бурового раствора. В практике бурения скважин при проходке глинистых пород для уменьшения числа осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованиями и нарушениями целостности ствола скважины, нередко используют высокощелочные глинистые и безглинистые растворы с $pH=11\div13$. К ним относятся растворы, обработанные лигносульфонатами в сочетании с едким натром, известковые, алюминатные, безглинистые, солестойкие и др.

Предложен, на уровне изобретения, высокоингибированный буровой раствор, состоящий из, мас. %: бентонитовой глины 4,0-10,0, полианиновой целлюлозы 1,0-2,0, хлористого калия 1,0-5,0, феррохромлигносульфоната 1,0-3,0, маслосодержащей присадки - фосфатидный концентрат 0,5-1,0, барита 0,5-10,0, метилсиликата калия 0,5-1,5, ацетата калия 0,5-1,5, кальцинированной соды 0,1-0,5, бишофита 2,0-5,0, нитрилотриметилфосфоновой кислоты 0,02-0,03, пеногасителя 0,5-1,0, графита 0,5-1,0, воды - остальное и имеющий параметры: плотность - 2,1 г/см³, вязкость - 40 с, водоотдача - 3 см³ за 30 мин.

Высокоингибированный буровой раствор предназначен для бурения нефтегазовых скважин, пересекающих мощные отложения высоковязких глин, склонных к набуханию, в том числе приводящих к разупрочнению ствола скважины,

особенно в наклонном интервале. Применение раствора способствует предупреждению прихвато- и сальникообразования, уменьшению образования желобов, улучшению крепящих свойств раствора в открытом стволе.

Механизм ингибирования заключается в следующем: при введении в буровой раствор ингибирующих добавок происходит физико-химическое взаимодействие глины и катионов. Адсорбция на глинистых частицах катионов ингибирующего реагента снижает набухаемость глин, повышает устойчивость к увлажнению.

С целью улучшения параметров буровой раствор обрабатывается в постоянном магнитном поле. Высокоингибированный раствор обладает толерантностью (терпимостью, устойчивостью) к воздействию выбуренных глинистых пород, солей, температуры. Это позволяет успешно осуществлять проводку скважин в осложненных условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Способы борьбы с дифференциальными прихватами // Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Лубянова С.И., Турунтаев Ю.Ю.// Международный журнал «Время колтюбинга» № 3 сентябрь 2016, с. 56-65.

Key words: well, drilling-mud, clay material, key seat, sticking, inhibiting.

One of the prime-factors of the well-drilling success is the drilling-mud quality. In the well-drilling practice during the clay material penetration high alkalinity drilling muds are used, clay muds and clayless muds with $\text{pH}=11\div13$ are often used to reduce thickening of mud, packing and well-bore integrity damage troubles. These include the lignosulfonate drilling muds in combination with caustic soda, calcareous, aluminate, clay-free, salt-resistant, etc.

High-inhibited drilling mud consisting of, by weight: bentonite clay 4.0-10.0, polyanine cellulose 1.0-2.0, potassium chloride 1.0-5.0, ferrochromium lignosulfonate 1.0-3.0, oil-containing additive - phosphatide concentrate 0.5-1.0, barite 0.5-10.0, potassium methylsilicate 0.5-1.5, potassium acetate 0.5-1.5, soda ash 0.1-0.5, bischofite 2.0-5.0, nitrilotrimethylphosphonic acid 0.02-0.03, defoamer 0.5-1.0, graphite 0.5-1.0, water - the rest and having parameters: density - 2, 1 g / cm³, viscosity - 40 s, water loss - 3 cm³ for 30 minutes is offered on the invention stage.

Highly inhibited drilling mud is used for drilling oil and gas wells that cross powerful deposits of highly viscous clays prone to swelling, including those leading to softening of the wellbore, especially in an inclined interval. The mud is used to prevent sticking and gland formation, reduce the formation of gutters, improve the fixing properties of the mud in the open trunk.

The mechanism of inhibition works in a following way: after injecting inhibitory additives into the drilling mud, physicochemical interaction of clay and cations occurs. Adsorption on clay particles of cations of the inhibiting reagent reduces the swelling of clays, increases the resistance to moistening.

In order to improve the parameters, the drilling mud is treated in a constant magnetic field. Highly inhibited mud is tolerant (resistant) to the effect of drill clay materials, salts, temperature. This makes it possible to conduct wells in abnormal operating conditions successfully.

REFERENCES

1. Tretyak A.Y., Rybalchenko Y.M., Lubyanova S.I., Turuntaev Y.Y. // The differential stickings fighting system // the international magazine «Coiled tubingtime» number 3 September 2016, p. 56-65.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ DEVELOPMENT OF TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT FOR CONSTRUCTION OF WELLS USED FOR EXTRACTION OF HIGH-VISCOSITY OILS

Павельева О.Н.

Тюменский индустриальный университет, Тюмень

Pavelyeva O.N.

Tyumen Industrial University, Tyumen

Ключевые слова: бурение скважин, высоковязкие нефти, битум, цементный камень, обсадная труба, насосно-компресорные трубы, продуктивный пласт, минерализация, сульфатовостанавливающие бактерии, пластовое давление, грифон, конструкция скважин.

Современные технологии и технические средства разработки месторождений образуют целостную систему нефтяного промысла. Основная цель при бурении скважины для добычи нефти – это безопасность конструкции скважины, которое регулируется рабочим персоналом при организации буровых работ.[1]

Существует несколько определяющих факторов строительства скважин:

- 1) Эффективное применение используемого оборудования;
- 2) Оптимальные способы и режимы эксплуатации скважин;
- 3) Поддержание пластового давления в продуктивных горизонтах;
- 4) Свойства коллекторских свойств вмещающих пород;
- 5) Фракционный состав добываемых флюидов, минерализация вод;
- 6) Контроль крепи скважины.[2]

Выводы:

1. Цементный камень и подземное оборудование подвергается воздействию биохимической коррозии, которая имеет техногенное происхождение. Источниками поступления микроорганизмов являются технологические жидкости и нагнетаемая вода.

2. Разработка, эксплуатация и реконструкция конструкции скважины должна строго регламентироваться программой на бурение.

3. Контроль повышения надежности на каждом этапе строительства скважины должен быть обоснован на существующих методиках, технологиях и технических решений разрабатываемого месторождения нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Василенко И.Р. «Повышение надежности эксплуатации скважин при добыче высоковязких нефтей в осложненных условиях», научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – Москва : ООО Интеллект Дриilling Сервисиз. – 2008г. – 8 с.

2. Павельева О.Н. «Эффективность бурения боковых горизонтальных стволов в нефтяных скважинах», материалы международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса». – 2017г. – 180с.

Key words: drilling, heavy oil, bitumen, cement stone, casing, pump-compressor pipes, the reservoir, mineralization, sulphatepolyacrylamide bacteria, reservoir pressure, mud spring.

Modern technologies and technical means of field development form a complete system of oil field. The main purpose of drilling a well for oil production is the safety of the well structure, which is regulated by the working personnel in the organization of drilling operations. [1]

There are several determinants of well construction:

- 1) Efficient use of the equipment used;
- 2) Optimal methods and modes of operation of wells;
- 3) Maintaining reservoir pressure in productive horizons;
- 4) Properties of reservoir properties of host rocks;
- 5) Fractional composition of extracted fluids, water mineralization;
- 6) Control of well cementing. [2]

Summary:

1. Cement stone and underground equipment is exposed to biochemical corrosion, which is of man-made origin. Sources of microorganisms are process fluids and pumped water.

2. Development, operation and reconstruction of the well structure should be strictly regulated by the drilling program.

3. Control of reliability improvement at each stage of well construction should be based on existing methods, technologies and technical solutions of the developed oil field.

REFERENCES

1. Vasilenko I. R. "Improving the reliability of operation of wells in the production of high-viscosity oils in complicated conditions", scientific and technical journal "oil Engineer". – Moscow: LLC Intellect drilling services. - 2008. – 8p.

2. O.N. Pavelyeva "Efficiency of drilling of lateral horizontal wells in oil wells", materials of the international scientific and practical conference of students, postgraduates and

scientists"Experience, actual problems and prospects of development of the oil and gas complex". - 2017. – 180p.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА
ПРИ ОСВОЕНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН
EFFICIENCY ANALYSIS OF BOTTOMHOLE ZONE HYDROPULSE TREATMENT
AT WELL DEVELOPMENT AND WORKOVER**

Петраков Д. Г., Кунавых К. С., Кунавых А. С.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Petrakov D.G., Kunaev K.S., Kunaev A.S.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: гидроимпульсное воздействие на ПЗП, модель Томсона-Тэта, модель Максвелла, зависимость перепада давления, вязкоупругие характеристики жидкости.

В докладе рассмотрены аналитические исследования, обусловленные выявлением эффективности применения технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП при использовании в качестве рабочей жидкости двух жидкостей с отличными вязкоупругими характеристиками.

Проведенные опытно-промышленные испытания на действующей нагнетательной скважине, путем генерации импульсов давления на устье скважины и передачи их к забою, свидетельствуют об эффективности предложенной технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП [1]. В качестве проводника импульсов использована пластовая вода. Учитывая положительные результаты ОПИ особый интерес представляют исследования, позволяющие оценить эффективность данной технологии при использовании в качестве проводника импульсов двух жидкостей с различными вязкоупругими характеристиками. Для этого на модели Томсона-Тэта и модели Максвелла [2] рассмотрена взаимосвязь развития импульсов давления на забое от соотношения объемов данных жидкостей в скважине и их динамической вязкости. Итоговое уравнение принимает вид:

$$\Delta P = \rho \cdot c \frac{(L - l) \sqrt{\frac{2P}{\rho}}}{\eta_2 \left(\frac{l}{\eta_1} + \frac{L - l}{\eta_2} \right)}$$

где: L —глубина скважины (м), l —высота столба жидкости-агента от забоя (м), — динамическая вязкость жидкости-агента (МПа•с), — динамическая вязкость рабочей жидкости (МПа•с), P — генерируемый импульс давления на устье (Мпа), ρ — плотность скважинной жидкости примем равной (кг/м^3), c — примем для идеальных условий, равной скорости распространения звука в воде 1000 м/с (для трубопроводных систем).

Полученная зависимость доказывает, что с увеличением импульса давления, сгенерированного на устье скважины, развитие импульсов давления на забое происходит по степенной зависимости, и при малых объемах жидкости, непосредственно контактирующей с призабойной зоной, перепад давления, создаваемый на забое скважины, практически не зависит от вязкоупругих характеристик жидкостей, а зависит только от импульсов давления, генерируемых на устье скважины, что подтверждено аналитическими исследованиями [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шипулин А.В., Купавых А.С. Опыт применения технологии избирательного баровоздействия // Нефть.Газ.Новации. – 2016. – № 12 (195). – С. 71–74.
2. Максвелл Дж.К. Материя и движение. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2001. – 178 с.
3. Петраков Д.Г., Купавых К.С., Купавых А.С. Графоаналитические исследования эффективности гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта. – Территория «НЕФТЕГАЗ». – М.: ЗАО «Камелот Пабблишинг», – 2018. – №5. – с.42-47.

Key words: hydropulse bottomhole zone treatment, Thompson-Tat model, Maxwell model, dependence of pressure drop, visco-elastic characteristics of liquid.

The report is dedicated to analytical study, validating the efficiency of applying hydropulse treatment of the bottomhole formation zone using two liquids with different visco-elastic characteristics.

Field tests, performed in an operating injection well by means of pressure pulse generation at the wellhead and its transmission to the bottomhole, indicate the efficiency of the proposed technology of hydropulse bottomhole zone treatment [1]. Formation water was used as the pulse conductive body. Taking into consideration successful outcome of the field tests, this study is of great interest to evaluate the efficiency of this technique using two liquids with different visco-elastic characteristics as a pulse conductive body. Thompson-Tat and Maxwell models [2] have been used to demonstrate interrelation of pressure pulse generation in the bottomhole zone and the ratio of volumes and dynamic viscosities of the liquids in the well. Resulting equation takes the following form:

$$\Delta P = \rho \cdot c \frac{(L - l) \sqrt{\frac{2P}{\rho}}}{\eta_2 \left(\frac{l}{\eta_1} + \frac{L - l}{\eta_2} \right)}$$

where: L - depth of the well (m), l- height of the agent fluid column from the wellhead (m), η_1 – dynamic viscosity of the agent fluid (MPa·s), η_2 – dynamic viscosity of the working fluid (MPa·s), P – the generated pulse pressure at the wellhead (MPa), ρ – the density of the borehole fluid (kg/m³), c – coefficient for referent conditions equal to the velocity of sound in water - 1000 m/s (for pipeline systems).

Obtained dependence proves that with an increase of pressure pulse generated at the wellhead, pressure pulse at the bottomhole grows exponentially; in case of small quantities of liquids in direct contact with the bottomhole, the generated pressure drop has practically no dependency on their visco-elastic characteristics and is influenced only by pressure pulses generated at the wellhead, as supported by analytical studies [3].

REFERENCES

1. Shipulin A.V., Kupavikh K.S. Experience of selective baro-interaction technology application // Neft. Gaz. Novatsii. – 2016. – № 12 (195). – P. 71–74.
2. Maxwell J.C. Matter and motion. – Izhevsk: NITS: «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika». – 2001. – 178 p.
3. Petrakov D.G., Kupavikh K.S., Kupavikh A.S. Graph-analytical Studies on the Efficiency of Mud-Pulse Bottomhole Zone Treatment. – Territoriya Neftegaz. – M.: ZAO «Camelot Publishing», – 2018. – №5. – P.42-47.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБРАТНОГО СПОСОБА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ PERFECTION THE REVERSE METHOD OF CEMENTING

Петров П.В., Николаев Н.И.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Petrov P.V., Nikolaev N.I.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: обратное цементирование, крепление обсадных колонн, буферная жидкость, полимер.

В практике строительства нефтяных и газовых скважин способ обратного цементирования обсадных колонн применяют весь редко в связи со сложностью определения момента окончания процедуры цементирования, возникновением разрыва сплошности тампонажного раствора в затрубном пространстве, а также смешения тампонажного раствора и промывочной жидкости. Однако, в ряде случаев, только указанный способ цементирования можно достичь требуемого качества крепи с точки зрения ее герметичности и кавернозности, особенно в условиях поглощения цементного раствора.

Для устранения отмеченных недостатков обратного цементирования авторами предлагается использовать специальную буферную жидкость. В затрубное пространство закачивается система полимерной буферной жидкости на основе реагента-стабилизатора RA flowdrill 1020 с включением в ее состав ферромагнитного наполнителя, сшивателя (соли поливалентных металлов) и армирующего волокна (BSM).

При этом управление буферной жидкостью и контроль ее движения по затрубному пространству осуществляется при помощи магнита, находящегося внутри

обсадной колонны. Магнит может быть постоянным или электрическим и перемещается на коротажном кабеле или гибких трубах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веселухин Н.В. Способ обратного цементирования обсадных колонн / Н.В. Веселухин, П.В. Петров, А.Р. Зарипов // Рассохинские чтения : материалы междунар. конф. (2-3 фев. 2017 г.) / УГТУ. - Ухта, 2017. – Ч.2 – С. 223-225.
2. Совершенствование буферной системы при обратном цементировании скважин / Р.У. Аглиуллин, П.В. Петров ; науч. рук. проф. Ф.А. Агзамов // Нефть и газ-2018 : сб. тез. 72-й Междунар. молодеж. науч. конф., 23-26 апреля 2018 г. / РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М., 2018. – Т. 1 – С. 126.

Key words: reverse cementing, casing mount, flush fluid, polymer.

In the practice of construction of oil and gas wells, the method of reverse cementing casing is rarely used due to the difficulty of determining the end of the cementing procedure, the rupture of the cement slurry in the annulus, and the mixing of the cement slurry and flushing fluid. However, in some cases, only the specified cementing method can achieve the required quality of lining in terms of its tightness and cavernousness, especially in terms of the absorption of cement mortar.

In collaboration with students of USPTU, an improved method of reverse cementing using ferromagnetic filler was described [1]. When making experiments one of the difficulties was the creation of a buffer fluid [2].

To eliminate the marked disadvantages of reverse cementing, the authors propose to use a special buffer fluid. A polymeric buffer fluid based on the reagent-stabilizer PA flowdrill 1020 is injected into the annular space with the inclusion of a ferromagnetic filler, a crosslinker (salt of polyvalent metals) and micro-reinforcing construction fiber.

In this case, the control of the buffer fluid and the control of its movement in the annular space is carried out with the help of a magnet inside the casing. The signal of the end of cementing is the flow rate of the cable on which the magnetic device is fixed.

REFERENCES

1. Veseluhin N.V. The method of reverse cementing/ N.V. Veseluhin, P.V. Petrov, A.R. Zaripov // Rassokhinsky readings: materials of the international conference (2-3 feb. 2017 г.) / USTU. - Ukhta, 2017. – P.2 – P. 223-225.
2. Perfection spacer fluid for reverse cementing/ R.U. Agliullin, P.V. Petrov ; scientific director, Prof. F.A. Agzamov // Oil and gas-2018 : book of abstracts 72th International Youth Scientific Conference., 23-26 April 2018. / Gubkin Russian State University of Oil and Gas. (National Research University)– 2018. – Т. 1 – P. 126.

ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН STUDY AND DEVELOPMENT OF VISCOELASTIC COMPOSITIONS FOR THE LIQUIDATION OF LOSS OF CIRCULATION IN WELL DRILLING

Рудяева Е.Ю., Нуцкова М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Rudiaeve E. Y., Nutskova M. V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, поглощение промывочной жидкости, лабораторные исследования, водонабухающий полимер «Петросорб», кислотность сред, реология, технология, контейнеры-пакеты.

Проведены исследования влияния среды бурового раствора на характер поведения водонабухающего полимера «Петросорб», с целью определения возможности применения исследуемого реагента для оперативной ликвидации поглощений промывочной жидкости при бурении скважин. Проведенные исследования показали, что характер набухания реагента сильно зависит от pH среды, что можно использовать для регулирования динамики структурообразования для реализации различных технологических схем ликвидации поглощений.

Для закачки на большие глубины (при отсутствии в разрезе карбонатных и кислоторастворимых пород) необходимо среду бурового раствора довести до кислой, так как в ней происходит менее интенсивное набухание частиц «Петросорба». Однако данный приоритет в показателях pH рационален только при использовании определенной технологии закачки бурового раствора (если водонабухающий полимер добавляется в приемных емкостях). Доведение исходного раствора до кислой среды может негативно сказаться на свойствах бурового раствора, и он будет непригоден по многим пунктам своего предназначения. Отсюда следует, что целесообразно использовать буровой раствор, не меня исходный pH.

Для доставки раствора полимера необходимой консистенции к поглощающим горизонтам разработана технология, в которой используются контейнеры-пакеты специального состава, позволяющие обеспечить смешивание бурового раствора и сухой смеси полимера на забое и закачку в поглощающий пласт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов А.И. Обоснование и разработка технологии и техники ликвидации катастрофических поглощений при бурении разведочных скважин: дис. ... канд. техн. наук. – СПб.: СПГГИ им. Г.В. Плеханова, 2009. – 126 с.
2. Николаев Н.И., Иванов А.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях // Записки Горного института. -2009. -Т. 183. -С. 308-310.

3. Турицына М.В., Долгих Л.Н., Чернышов С.Е. Исследование средств эффективной и оперативной изоляции зон поглощений при проводке скважин на территории Трифоновского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2009. – Т. 8. – № 4. – С. 45–52.

Key words: drilling the well, lost circulation, laboratory research, water-swelling polymer "Petrosorb", acid value, rheology, technology, package containers.

Investigations of the influence of the mud fluid environment on the behavior of the water-swelling polymer "Petrosorb" have been carried out to determine the feasibility of using the reagent under investigation for the operational liquidation of the drilling fluid absorption during well drilling. The conducted studies showed that the nature of the swelling of the reagent strongly depends on the pH of the medium, which can be used to control the dynamics of structure formation for the implementation of various technological schemes for eliminating absorption.

For pumping at great depths (in the absence of carbonate and acid-soluble rocks in the section), it is necessary to bring the mud fluid environment to acidic, since it produces a less intensive swelling of Petrosorb particles. However, this priority in terms of pH is rational only when using a certain drilling fluid injection technology (if a water-swelling polymer is added to the receiving tanks). Bringing the original solution to an acidic environment can adversely affect the properties of the drilling fluid, and it will not be suitable for many items of its intended use. It follows that it is advisable to use the drilling fluid without changing the initial pH.

To deliver the polymer solution of the required consistency to the absorbing horizons, a technology has been developed that uses container-packages of a special composition that allow mixing of the drilling mud and the dry polymer mixture at the bottom and pumping into the absorbing formation.

REFERENCES

1. Ivanov A.I., dissertation: "Substantiation and development of the liquidation of fluid loss technology while drilling an exploratory well", Saint Petersburg, Saint Petersburg state mining institute, 2009. - 126
2. Nikolaev N.I., Ivanov A.I. Improving drilling efficiency of oil and gas wells in complicated terms// memoirs of mining university. -2009. -T. 183. -C. 308-310.
3. Turitsyna M.V., Dolgikh L.N., Chernyshov S.E. Research of means of effective and operative isolation of absorption zones during wells wiring in the territory of Trifonovskoe oil field // Perm' national research politechnical university reporter. Geology. Oil and gas and mining engineering. -2009. - № 4. -C. 45-52.

**ТЕПЛОВОЙ СНАРЯД ДЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОГО ВСКРЫТИЯ
ПОДЛЕДНИКОВОГО ОЗЕРА ВОСТОК (АНТАРКТИДА)
THERMAL DRILLING ASSEMBLY FOR ECOLOGICALLY CLEAN ACCESS OF
THE SUBGLACIAL LAKE VOSTOK (ANTARCTICA)**

*Сербин Д.В., Васильев Н.И., Дмитриев А.Н., Большунов А.В.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Serbin D.V., Vasilev N.I., Dmitriev A.N., Bolshunov A.V.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg*

Ключевые слова: Антарктида, скважина, озеро Восток.

Проект исследования подледникового озера Восток насчитывает уже десятки лет успешной реализации научных разработок в различных сферах. В настоящее время разработка технологии и технических средств для вскрытия подледникового озера Восток является первоочередной целью.

Разработанная технология экологически безопасного вскрытия подледникового озера использование скважины 5Г и включает увеличение диаметра скважины в месте контакта с озером до 300 мм на высоту до 10 метров. Расширение ствола скважины до необходимого диаметра предполагается с применением механического и теплового расширителей. На глубине 10 метров до 1 метра от места контакта скважины с водой используется механический расширитель, для которого требуется бурение пилот-скважины. Тепловым снарядом (расширителем)будет пробурен последний метр между скважиной и озером с одновременным расширением скважины за счет создания вихревого потока циркуляционной жидкости (расплавленной воды). Расширение нижнего участка скважины создаст условия для контролируемого подъема озерной воды на высоту до 10 метров, что позволит существенно снизить колебания уровня воды в скважине при проведении спускоподъемных операций и исключит загрязнение озера при проведении работ и примерзание к стенкам скважины доставочного снаряда с модулем, оснащенным научно-исследовательской аппаратуры, а также предупредит образование эмульсии во время подъема снаряда.

Тепловой снаряд для вскрытия подледниковых озер бурением плавлением с одновременным или последующим расширением скважин состоит из пяти отсеков: кабельного замка, электрического отсека, насосного отсека, циркуляционного отсека и рабочего органа. Рабочий орган включает в себя тепловую коронку, , тепловые элементы и пенетратор, с выполненными в нем коллектором и тангенциальных каналов. В тепловом снаряде используется буровая коронка от термобурового снаряда ТБЗС-132. Собирается снаряд на трубах колонкового набора бурового снаряда КЭМС, насосом осуществляется циркуляция талой воды в забойной зоне. Модель сконструирована так, что талая вода, проходя через центральные трубы, подогревается и подается в пенетратор с нагревательными элементами, в котором выполнены сквозные тангенциальные направленные к периметру каналы, создающие выходящими

струями нагретой жидкости вихревой поток вокруг оси скважины. Тепловой снаряд объединяет технологические процессы углубки скважины и увеличения ее диаметра.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Н.И., Большунов А.В., Дмитриев А.Н., Подоляк А.В., Сербин Д.В. Спуско-подъемное устройство с полиспастной системой для исследования подледникового озера «Восток». // Международный научно-исследовательский журнал. № 9(51), часть 2, сентябрь. Екатеринбург, 2016 – стр.137-140.

Key words: Antarctica, well, lake Vostok.

The subglacial Lake Vostok research project has been around for decades in the successful implementation of scientific research in various fields. At present, the development of technology and technical means for clean access of the subglacial Lake Vostok is a top priority goal.

The developed soft technology for clean access of the subglacial lake is the use of the well 5G and includes an increase in the diameter of the well at the site of contact with the lake up to 300 mm to a height of 10 meters. The expansion of the borehole to the required diameter is assumed using mechanical and thermal drilling assembly. At a depth of 10 meters to 1 meter from the point of contact of the well with water, a mechanical expander (drilling assembly) is used, which requires the drilling of a pilot well. The thermal drilling assembly (expander) will drill the last meter between the well and the lake while simultaneously expanding the well by creating a vortex flow of the circulating fluid (molten water). Expansion of the lower part of the well will create conditions for the controlled raising of lake water to a height of 10 meters, which will significantly reduce fluctuations in the water level in the well during tripping and eliminate the contamination of the lake during the work and freeze the scientific equipment with the module research equipment, as well as prevent the formation of an emulsion during the lifting of the projectile.

A thermal drilling assembly for the clean access of subglacial lakes by fusion drilling with simultaneous or subsequent expansion of wells consists of five compartments: a cable lock, an electrical compartment, a pump compartment, a circulation compartment, and a working member. The working body includes a thermal drill ring, thermal elements and a penetrator, with a flowline and tangential channels made in it. The thermal tool uses a drill bit from a TBZS-132 thermal drill bit. A projectile is assembled on the pipes of the KEMS drill core set, and the pump circulates the melt water in the bottom hole zone. The model is designed so that the melt water, passing through the central pipes, is heated and supplied to the penetrator with heating elements, in which the through tangential channels directed to the perimeter are made, creating vortex flow around the well axis through jets of heated fluid. Thermal drilling assembly technological processes drill wells and increasing its diameter.

REFERENCES

1. Vasilev N.I., Bolshunov A.V., Dmitriev A.N., Podoliak A.V., Serbin D.V. Pulling-and-running gear with reeving system for investigations of Subglacial Lake Vostok. // International Research Journal. № 9(51), vol. 2, Ekaterinburg.2016 – pp.137-140.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ МОРСКИХ ПЛОЩАДЕЙ
БУРЕНИЯ И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ С
ВОЗМОЖНЫМ ПРОЯВЛЕНИЕМ ПРИДОННОГО ГАЗА
DEVELOPMENT OF THE METHODOLOGY OF INVESTIGATION OF MARINE
SPACE OF DRILLING AND ANALYSIS OF TECHNOLOGIES OF DRILLING OF
INTERVALS WITH POSSIBLE SHALLOW GAS BLOWOUT**

Сыркин Д.А.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Syrkin D.A.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: морское бурение, придонный газ.

В настоящее время в Российской Федерации количество скважин, пробуренных на море, неуклонно растет, в связи с этим проблемы исследования площадей бурения и «придонного газа» становятся острее. В настоящее время исследованием этой проблемы занимается ограниченный круг лиц; исследования сводятся к изучению решения данной проблем зарубежными компаниями.

В данной работе будет рассмотрена план-программа по исследованию потенциальных площадей для бурения, а так же рассмотрены современные технологии бурения, применяемые в условиях возможного проявления придонного газа. Для того, чтобы буровые работы были проведены качественно и в срок необходимо произвести тщательное исследование площади бурения [1]. Полнота исследований зависит от степени изученности региона, наличия или отсутствия в непосредственной близости технических объектов, а так же от глубины моря. Будут рассмотрены основные преимущества и недостатки современных технологий бурения интервалов с возможным проявлением придонного газа, таких как: Ликвидация проявления при помощи дивертора, сохранение первичного контроля, метод глушения скважины, бурение пилотного ствола [2].

Представленная работа может быть полезна и для разработчиков морских нефтегазовых месторождений, поскольку появится четкая схема по исследованию площадей бурения, а так же выбор конкретной технологии бурения будет упрощен из-за рассмотренных плюсов и минусов каждой технологии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОГП. Рекомендации по проведению морских буровых работы. Отчет №373-18-1 – Лондон: «ОГП Публишинг», Апрель 2011 – 38 с.
2. Контроль давления при бурении нефтяных скважин. Шкалле П. – Копенгаген: «Шкалле П. энд Вентус Пабблишинг», 2011 – 118 с.

Key words: offshore drilling, shallow gas.

At present, the number of wells drilled at sea in the Russian Federation is steadily growing, in connection with this, the problems of exploration of drilling areas and "shallow gas" become more acute. At present, a limited number of persons are engaged in research into this problem; The research is reduced to studying the solution of the given problems by foreign companies.

In this paper, we will consider a plan-program for exploring potential areas for drilling, as well as consider modern drilling technologies used in the context of possible bottom gas. In order for drilling operations to be carried out qualitatively and in time it is necessary to make a thorough study of the drilling area [1]. The completeness of the research depends on the degree of study of the region, the presence or absence of technical objects in the immediate vicinity, as well as from the depth of the sea. The main advantages and disadvantages of modern drilling technologies for intervals with possible occurrence of shallow gas will be considered, such as: Elimination of the manifestation with the help of the diverter, preservation of the primary control, method of damping the well, drilling of the pilot barrel [2].

The presented work can be useful for developers of offshore oil and gas fields, as there will be a clear scheme for exploring drilling areas, and the choice of a particular drilling technology will be simplified due to the pros and cons of each technology.

REFERENCES

1. OGP. Guidelines for the conduct of offshore drilling hazard site surveys Report No. 373-18-1 – London: «OGP Publishing», April 2011 – 38 pp.
2. Pressure Control During Oil Well Drilling. Skalle P. – Kobenhavn: «P. Skalle & Ventus Publishing», 2011 – 118 pp.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ВО ЛЬДУ PERSPECTIVES FOR FUTURE DEVELOPMENT OF ADVANCED ICE DRILLING SYSTEMS

Талалай П.Г.

Полярный научно-исследовательский центр, Цзилинский университет, Чанчунь, Китай

Talalay P.G.

Polar Research Center, Jilin University, Changchun, China

Ключевые слова: глубокое бурение, скважина, способы бурения, бурение во льду, передовые технологии.

С целью преодоления различных недостатков и устранения проблем бурения скважин во льду, таких как низкая эффективность бурения глубоких скважин электромеханическими снарядами, высокая энергоёмкость бурения гидроструйными системами, загрязнение скважины и керна, необходима разработка новых нетрадиционных концепций буровых систем. Ожидается, что внедрение новых систем

позволит значительно увеличить скорость проходки, тем самым сократив общее время бурения. В то же время, передовые системы бурения льда будут легче, дешевле и более экологически чистые. К числу конкретных задач, связанных с разработкой новых технологий, относятся следующие направления исследований: 1) термическое бурение с использованием извлекаемых зондов для экологически чистого изучения подледниковых озер; 2) скоростное бурение с непрерывной пневматической транспортировкой шлама и керна; 3) гидроструйное колонковое бурение под ледниковыми шельфами с использованием автономных подводных аппаратов; 4) лазерное бурение. В докладе представлены возможные пути и современное состояние развития этих систем.

Key words: deep drilling, borehole, drilling methods, ice drilling, advanced technology.

In order to solve various drilling limitations and ice drilling problems such as low drilling efficiency of deep electromechanical drilling, high power consumption of hot-water drilling systems, borehole and core contamination, the new unconventional drilling concepts are essentially need to develop. It is expected that new drilling concepts could allow much higher rate of penetrations, thereby reducing overall drilling time. At the same time, advanced ice drilling systems would be lighter, cheaper and more environment-friendly. Specific challenges related to developing new emerging technologies include following research trends: (1) thermal drilling with recoverable sondes for environmental exploration of subglacial lakes; (2) rapid ice drilling with continual air transport of cuttings and cores; (3) under-ice-shelves hot-water ice-coring drilling using autonomous underwater vehicles; (4) laser drilling. The report presents possible ways and recent state of developing these systems.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕЛЕМЕТРИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН THE USE OF TELEMETRY IN DRILLING WELLS

Торопов Т.М.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Toropov T.M.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: преддипломная практика, калибровка, абразивность бурового раствора, телесистема, роторно-управляемая система, телеметрия.

По окончании 6-ого семестра обучения студенты-бакалавры, по направлению «Нефтегазовое дело», проходят преддипломную практику на производстве. Она дает материал для будущей выпускной работы. Одной из таких компаний является «Халлибуртон ИнтернэшнлГмбХ», где стажеры участвуют в таких технологических

процессах, как разборка (сборка) телесистем, которые отправляют на месторождения, калибровка измерительных приборов, разборка (сборка) винтовых забойных двигателей и т.д.

Калибровкой средств измерений называется процесс определения и подтверждения истинных значений метрологических характеристик, а также пригодности этих измерительных приборов к применению. Данная операция крайне важна, поскольку сборка современного бурового оборудования требует точного соблюдения технологий. Калибровка позволяет уже на этапах сборки выявить дефектные составляющие оборудования, размытые буровым раствором вследствие его абразивности. Хотя этот термин больше применим к горным породам, тем не менее именно мелкодисперсная фаза раствора (песок) и вызывает разрушение металла.

С развитием технологий направленного бурения появилась тенденция к попаданию забоя в заданную точку пласта и к соблюдению проектного профиля ствола скважины. Эту проблему решает телеметрия. Телесистемы измеряют первичную информацию о скважине, ее передачу по каналу связи на земную поверхность, прием и обработку для предоставления указаний оператору. Их забойная часть состоит из первичных преобразователей направления бурения, геофизических параметров скважины и технологических параметров бурения, тем самым давая детальное представление о стволе скважины.

Роторная управляемая система – это современные технологии бурового забойного оборудования, позволяющие осуществлять точную проводку ствола и вскрывать сложные пласты при наклонно-направленном и горизонтальном бурении.

Таким образом, компания «Халлибуртон Интернэшнл ГмбХ», используя такое современное высокотехнологичное оборудование, как MWD и GeoPilot, повышает эффективность строительства сложных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства [Электронный ресурс] / А.Я. Закиров // PRONEFT: Научно-технический журнал «Газпром нефти» – 2016. – № 2. – Режим доступа: <http://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/776/13452/> – (Дата обращения: 20.09.2018);

2. Телеметрические системы в бурении. Учебное пособие. Т.О. Акбулатов [и др.]; под ред. Т.О. Акбулатова. – Уфа: УГНТУ, 1999. – 65с.

Key words: pre-diploma practice, calibration, abrasiveness of drilling mud, MWD, rotary-controlled system, telemetry.

At the end of the 6th semester of study, students-bachelors from «Oil and gas business» pass a pre-diploma practice in workplace. It gives information for future graduation work. One of these companies is «Halliburton International GmbH», where interns participate in such technological processes as disassembling (assembling) of MWD going to fields, calibrating measuring instruments, disassembling (assembling) screw downhole motors, etc.

Calibration of measuring instruments is the process of determining and confirming the true values of the metrological characteristics, as well as the suitability of these measuring instruments for use. This operation is extremely important because the assembly of modern drilling equipment requires precise adherence to technology. Calibration allows already at the stages of assembly to identify defective components of the equipment, blurred mud due to its abrasivity. Although this term is more applicable to rocks, nevertheless it is the fine phase of the drilling mud (sand) that causes the destruction of the metal.

With the development of directional drilling technologies, there has been a tendency for the bottomhole to fall into a given point of the reservoir and to follow the design profile of the wellbore. This problem is solved by MWD. It measures the primary information about a well, its transmission through a communication channel to the earth's surface, reception and processing to provide to the operator. The downhole part of the MWD consists of the primary transducers of the drilling direction, geophysical parameters of the well and technological parameters of drilling, thereby giving a detailed information of the wellbore.

The rotary controlled system is modern drilling technology of downhole equipment, allowing to carry out accurate wiring of the well and open complex formations in directional and horizontal drilling.

Thus, Halliburton International GmbH, using such modern high-tech equipment as MWD and GeoPilot, increases the efficiency of the construction of complex wells.

REFERENCES

1. Zakirov A.Ya. The first results of tests of rotary-controlled systems produced in Russia [Electronic resource] / A.Ya. Zakirov // PROneft: Scientific and Technical Journal of Gazprom Neft - 2016. - No. 2. - Access mode: <http://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/776/13452/> - (Appeal Date: 09/20/2018);
2. Telemetry systems in drilling. Tutorial. T.O. Akbulatov [et al.]; Ed. T.O. Akbulatov.- Ufa: UGNTU, 1999. - 65s.

РАСЧЕТ ДОЛГОВЕЧНОСТИ И ГАММА-ПРОЦЕНТНЫЙ РЕСУРС СКВАЖИН CALCULATION OF ENDURANCE AND GAMMA-PERCENTAGE SERVICE LIFE OF WELLS

Федорова Н.Г

Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь

Fedorova N.G.

North-Caucasus Federal University, Stavropol

Ключевые слова: скважина, индивидуальный ресурс, расчет, долговечность, гамма-процентный ресурс.

Индивидуальный ресурс скважин связывают с ресурсом эксплуатационной колонны и расположенной за ней цементной оболочкой [1].

Выполнение в течение ряда лет экспертизы промышленной безопасности скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) позволило накопить статистический материал о сроках эксплуатации скважин, их техническом состоянии, количестве и причинах отказов.

Обобщение полученных данных в ракурсе сроков эксплуатации и технического состояния крепи скважин и, в частности, цементных оболочек, позволило отметить следующее:

- в эксплуатации находятся скважины, возраст которых составляет 40, 60 и более лет;

- в течение указанных сроков эксплуатации крепь, как объект капитального строительства, сохраняла свою целостность. По данным ГИС, взаимных перемещений обсадных колонн и цементных оболочек и связанных с этим последствий, не наблюдалось.

Промысловая практика свидетельствует о том, что долговечность цементных оболочек не ниже (а теоретически – может быть выше) долговечности эксплуатационных колонн.

Существенно, что в скважине цементные оболочки, находятся между обсадными колоннами, или обсадной колонной и стенкой скважины, т.е. между опорными конструкциями, при этом необходимым условием для разрушения цементных оболочек будет являться разрушение именно опорных конструкций.

Следовательно, долговечность крепи должна определяться долговечностью эксплуатационной колонны [2]. При этом необходимо учитывать время сохранения усилия затяжки резьбовых соединений. В докладе приведен пример снижения усилия затяжки узла уплотнения «металл-металл» резьбового соединения класса «Премиум».

Для опасных промышленных объектов в качестве срока безопасной эксплуатации может использоваться гамма-процентный срок службы. По статистическим данным установлен гамма-процентный срок службы завершающих строительство скважин ПХГ. При вероятности гамма 96 % он превысил назначаемый ранее срок эксплуатации в 1,4 раза [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федорова Н.Г. Прогнозирование ресурса обсадных колонн // Газовая промышленность. – М., 2004. – № 11. – с. 69-72.
2. Федорова Н.Г. Цементные оболочки и долговечность скважин // Нефтяное хозяйство. – М., 2017. – № 8. – С.86 – 88.
3. Шамшин В.И., Н.Г. Федорова, Дубенко В.Е. К определению сроков безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2014. – № 3. С.30 – 32.

Key words: well, individual service life, calculation, endurance, gamma-percentage service life.

Individual service life is connected with the service life of flow string and with cementing sheath situated behind this string [1].

Realization of industrial safety examination for wells of underground gas storages (UGS) during several years allows to accumulate statistical material about well life, its technical condition, quantity and failures causes.

Summary of received data in a view of lives and technical condition of wells support and, in particular, the cement sheath, allows to point the next terms:

- there are operated wells; wells ages are 40, 60 and more years;
- during indicated service lifetime, the support as an object of capital construction has saved its consistency. According to geo-physical well logging, mutual relocations of the casing pipes and the cement sheaths and connected consequences were not observed.

Industrial practice illustrated that endurance of the cement sheath is not lower (it can theoretically be higher) than endurance of the flow string.

Essentially, the well cement sheaths are situated between the casing strings, or between the casing string and side of well, i.e. between support components, at the same time, the necessary condition to destruct the cement sheath will be destruction exactly support components.

Consequently, support endurance must be defined by endurance of the flow string [2]. At the same time, it is necessary to take into consideration the save time of tightening force of threaded connections. In this abstract, there introduces an example of tightening force decreasing of ramming “metal-metal” of threaded connection “Premium class”.

For dangerous industrial objects as period of safety operation time, the gamma-percentage service life can be used. According to statistics, the gamma-percentage service life of completed construction wells of UGS was determined. If probable gamma is 96%, it has increased early appointed service life in 1,4 times [3].

REFERENCES

1. Federova N.G. Prediction of service life for casing strings// Gas industry.– Moscow, 2004. –№ 11.–pp. 69-72.
2. Federova N.G. Cement sheaths and well endurance// Oil economy. – Moscow, 2017.–№ 8.– pp.86 – 88.
3. Shamshin V.I., Fedorova N.G., Dubenko V.E. About time definition of safety operation of oil-and-gas wells //Design of oil-and-gas wells onshore and offshore – Moscow, 2014.– № 3. pp.30 – 32.

**СОЗДАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СИСТЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ
ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЮ ИХ КАЧЕСТВЕННОЙ И БЫСТРОЙ
ОРИЕНТАЦИИ
CREATION THE SPATIAL SYSTEM OF THE WELL'S DISPOSITIONS BY WAY
OF QUALITIVE AND QUICK ORIENTATION**

Шаляпин Д.В., Бакирова А.Д., Двойников М.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Shaliapin D.V., Bakirova A.D., Dvoynikov M.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: профиль, проект, оптимальная зона буримости.

На данный момент времени в отечественной и зарубежной практике проектирования профилей нефтегазовых скважин отсутствует понятие о зонах с высокой вероятностью успешной буримости [1]. А это значит, что каждый новый проект начинают разрабатывать, опираясь только на опыт предыдущего ориентирования скважин, что приводит к тому, что профили строят «на ощупь», то есть без учета зон с высокой вероятностью успешного бурения [2].

В данной работе предложена попытка разработки в программном комплексе Landmark объемной карты размещения профилей скважин и горизонтальных стволов, где учтены различные зенитные углы (от 0° до 90°), различные азимутальные углы точки входа в пласт (от 0° до 90°) и точки окончания горизонтального участка (от 0° до 135°), различные удаления точки входа в пласт (от 2500 до 4500 м), различные длины горизонтального участка (от 500 до 1500 м). Каждая вариация профиля рассчитана несколькими компоновками как низа бурильной колонны, так и бурильной трубы для того, чтобы определить оптимальную зону бурения.

Представленная работа может быть полезна и для разработчиков нефтегазовых месторождений, поскольку появится возможность корректного ориентирования профилей скважин, что в конечном счете упростит и ускорит работу проектировщиков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2015. – 232 с., илл. 168.
2. Теория и практика строительства боковых стволов в нефтяных скважинах: освоение и исследование струйными аппаратами: И.И. Клещенко, В.М. Шенбергер, Г.А. Шлеин, А.К. Ягафаров, Д.С. Леонтьев, Ж.С. Попова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015 – 352 с.

Key words: well path, project, optimal drilling zone.

There aren't concept of the optimal drilling zone in native and foreign practice of the well path design [1]. This problem signals that every new project starts only with experience of the past well path. It means that new wells are designed by feel, without consideration of high chance zones of the successful drilling [2].

This paper has the effort of the creation volumetric map of the optimal well's disposition by Landmark's software. There are variable inclination (from 0° to 90°), azimuths of the formation entry point (from 0° to 90°), finish point of the horizontal part (0° to 135°), different distance of the formation entry point (from 2500 to 4500 m) and different length of the horizontal part (from 500 to 1500 m). Each variation of the well path is calculated by several BHA and drill string to identify the optimal drilling zone.

It will be useful for developers of oil and gas fields due to they will be able to set well's orientation qualitative and quick without a lot of checks with projectors.

REFERENCES

1. Bakirov D.L., Fattahov M.M. The multi-lateral wells: the practical experience of the West Siberia.
2. Kleshenko I.I. The theory and practice of the constriction laterals in oil wells: exploration wells by the jet device.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ DESIGN FLUSHING FLUID FOR DRILLING WELLS IN SHALES

Чудинова И.В., Николаев Н.И., Мартель А.С.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Chudinova I.V., Nikolaev N.I., Martel' A.S.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

В статье приведены исследования по разработке промывочной жидкости для повышения эффективности бурения скважин в глинистых породах. Также рассмотрены вопросы применения ингибирующих реагентов буровых растворов для повышения устойчивости ствола скважины при бурении в глинистых породах. Проанализированы факторы, влияющие на устойчивость ствола, в частности, тип бурового раствора, гидростатическое и поровое давление, геомеханические свойства глинистых пород, а также характер взаимодействия между дисперсионной средой бурового раствора и глинистой породой.

The article deals with investigation of design drilling mud for increasing stability of borehole in shale rocks. According to the article authors analyze forces causing of borehole instability, such as type of drilling fluid, hydrostatic and pore pressure, geomechanical properties of shales, and interaction between dispersive phase of drilling fluid and shale rocks. Laboratory tests results of definition of shales samples stability on treatment with water solution of inhibitor are reported.

**ПОДБОР РЕЦЕПТУРЫ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ И ТЕХНОЛОГИИ
ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В УСЛОВИЯХ СОЛЕВОЙ
АГРЕССИИ
SELECTION OF THE FORMULATION OF GROUTING MIXTURE AND OF THE
TECHNOLOGY OF CEMENTING CASING IN CONDITIONS OF SALT
AGGRESSION**

Шахрай С.С.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Shakhrai S. S.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: тампонажная смесь, цементирование обсадных колонн.

В настоящее время отечественный и зарубежный опыт цементирования обсадных колонн в соленосных отложениях, особенно при чередовании солей с терригенными отложениями, свидетельствует о возникновении разнообразных осложнений, наиболее опасными из которых являются межпластовые перетоки, межколонные давления и проявления. Указанные осложнения возникают в процессе цементирования, в период ОЗЦ и, нередко, по окончании процесса цементирования [1].

В данной работе будут рассмотрены несколько рецептов тампонажных смесей, качественным образом проявивших себя при лабораторных испытаниях. Также будут проведены сравнения данных рецептов и выявлены их недостатки и положительные свойства. Тампонажные растворы должны обладать реологическими характеристиками, позволяющими приготовить, закачать и продавить его в заколонное пространство в технологически необходимые сроки. Кроме того, во время движения по заколонному пространству они не должны растворять стенки скважины, сложенные солями. При затвердевании тампонажный материал должен образовывать высокопрочный, практически непроницаемый устойчивый в контакте с солями и водами различной минерализации, безусадочный цементный камень, формирующий кристаллохимическую связь как с породами разреза (в том числе и с солями всех разновидностей), так и с обсадными трубами, образуя на границе с ними флюидонепроницаемый контакт [2].

Представленная работа может быть полезна на производстве, поскольку будут рассмотрены плюсы и минусы каждой рецептуры тампонажной смеси, в результате чего заказчик сможет подобрать наилучший тампонажный раствор для конкретных геологических условий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В, Симонянц С.Л. Материалы и технологии цементирования обсадных колонн в соленосных отложениях// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2014.- № 8.- С. 42-46.

2. Угольников Ю.С. Тампонажные материалы на основе магнезиального цемента для цементирования обсадных колонн в отложениях водорастворимых солей. Записки Горного института. Т.167. Часть 2. СПб.- 2006 г.

Key words: cement mix, cementing of casing strings.

At present, the domestic and foreign experience of casing cementing in salt deposits, especially when alternating salts with terrigenous deposits, indicates the occurrence of various complications, the most dangerous of which are inter-layer flows, inter-column pressures and manifestations. These complications occur in the process of cementing, in the period of WOC and, often, at the end of the cementing process [1].

In this paper, several formulations of grouting mixtures, qualitatively manifested themselves in laboratory tests, will be considered. Also, comparisons of these formulations will be made and their shortcomings and positive properties will be revealed. Grouting solutions should have rheological characteristics that allow to prepare, pump and push it into the annular space in technologically necessary terms. In addition, while driving through the annular space, they should not dissolve the walls of the well, folded salts. During the solidification of the plugging material needs to form a high strength, virtually impenetrable stable in contact with the salts and water of various mineralization, unshrinkable cement stone, forming the crystal-chemical relationship with the rocks of the structure (including salts of all kinds), and with casing, forming the border with them waterproof contact [2].

The presented work can be useful in the production, as will be considered the pros and cons of each formulation of the grouting mixture, with the result that the customer will be able to choose the best grouting solution for specific geological conditions.

REFERENCES

1. A. V. Samsonenko, N. V. Samsonenko, Simonyants S. L. Materials and technologies of casing strings cementing in saline deposits// Construction of oil and gas wells on land and at sea.- 2014.- № 8.- P. 42-46.

2. Ugolnikov U.S. Cementing materials based on magnesia cement for cementing of casing strings in deposits of water-soluble salts. Proceedings of the Mining Institute. Vol. 167. Part 2. SPb.- 2006.

ФИЛЬТР НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ A NEW TYPE OF STRAINER CONSTRUCTION

Швец В.В., Третьяк А.А.

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)

имени М.И. Платова, Новочеркасск

Shvec V.V., Tretyak A.A.

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Ключевые слова: скважинный фильтр, вращающийся постоянный магнит, отложение кольматанта на фильтре.

В настоящее время все известные фильтры в процессе эксплуатации кольматируют. На уровне заявки на изобретение предложен скважинный самоочищающийся фильтр новой конструкции. На рис. 1 представлен общий вид самоочищающегося фильтра.

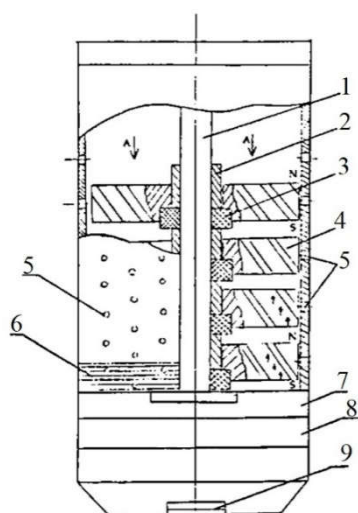


Рис. 1. Фильтр новой конструкции. 1 - несущий стержень, 2 - распорная втулка (из немагнитного материала - латунь, бронза), 3 - опора скольжения (из материалов типа «Маслянит»), 4 – вращающийся постоянный магнит ребристый (с наклонными ребрами), 5 - перфорационные отверстия, 6 - капроновый шнур, 7 - корпус фильтра, 8 - нижний переводник, 9 - промывочный клапан.

Предлагаемый скважинный фильтр содержит немагнитный перфорированный каркас фильтра 7, перфорационные отверстия 5, промывочный клапан 9, переводник под промывочный клапан 8, кольцевые постоянные магниты 4, фильтрующая обмотка из капронового, нейлонового шнура или синтетической тканевой сетки 6, распорная втулка 2, опора скольжения 3, несущий немагнитный стержень 1.

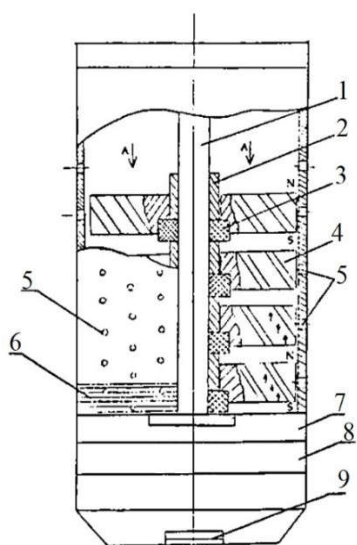
Элементы, скважинного самоочищающегося фильтра выполнены из немагнитных материалов: фильтровые трубы на основе сплавов алюминия, бронзы, латуни, перфорированная полиэтиленовая или пропиленовая труба, опорные немагнитные стержни, капроновый или нейлоновый шнур. Внешним фильтрующим элементом может быть синтетическая тканевая сетка или плотно намотанный капроновый шнур. На перфорированный каркас монтируются кольцевые постоянные магниты на расстоянии друг от друга, зависящем от диаметра фильтра, коэрцитивной силы и напряженности магнитного поля. Работает скважинный фильтр следующим образом. Вода проходит через перфорационные отверстия 5 немагнитного перфорированного каркаса 7 и омагничивается вращающимися кольцевыми постоянными магнитами 4. При пересечении водой магнитных силовых линий катионы

солей жесткости выделяются не на поверхности фильтра, а в массе воды, уже прошедшей фильтр. Таким образом, магнитное поле поляризует молекулы катионов солей жесткости, содержащиеся в воде, расщепляет их на ионы. Положительно заряженные ионы не соединяются снова в молекулы кальцита, они образуют более пористое соединение арагонит, который легко разрушается и вымывается с потоком воды из внутреннего объема фильтра. Механизм образования зародышевых кристаллов под действием магнитного поля происходит следующим образом. Магнитное поле оказывает на диполи воды ориентационно-поляризующее действие, в результате чего происходит изменение структуры воды, заключающееся в изменении вида связи диполей воды между собой; возникает двойная водородная связь вместо одинарной и, как результат, отложение солей жесткости на фильтрующей поверхности фильтра не происходит.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Третьяк А.Я., Бурда М.Л., Онофриенко С.А. / Самоочищающийся скважинный фильтр / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №10. – С28-29.

Key words: well strainer, spinning permanent magnet, formation of bridging agent in strainer.



At the present time all known strainers colmatage after exploitation. A new type of self-cleaning well strainer construction is presented at the claim for invention stage. You can see a new type of a self-cleaning strainer in pic.1

Pic.1 A new type of strainer construction. 1- bearing rod, 2 – spacing sleeve (made from nonmagnetic materials – brass or bronze), 3 – sleeve bearing (made from materials such as «Maslyanite»), 4 – webbed permanent magnet ring (with tilted ribs), 5- perforation holes, 6 – capron rope, 7 - strainer's carcass, 8 – bottom sub, 9- circulating valve.

Elements of the well self-cleaning strainer are made from nonmagnetic materials: filter tubes are made from aluminium, bronze and brass alloy. Other elements are perforated polyethylene or propylene tube, nonmagnetic support rods, capron or nylon rope. External filter element could be synthetic net or tightly coiled capron rope. Permanent magnet rings are installed on perforated carcass. Distance depends on strainer diameter, coercitive force and total magnetic field intensity. The well strainer works in the following way. Water goes through perforation holes 5 on nonmagnetic perforated carcass 7 and turns magnetic by permanent magnetic rings 4. After crossing lines of magnetic force cations of hardness salt will form in the body of water and not in strainer itself. In such a manner, magnetic field polarizes molecules of hardness salt and splits them into atoms. Positively charged ions form more porous aragonite instead of calcite, which is

destroyed more easily and washed away by water currents in the strainer. Proto-crystals are formed under influence of magnetic force field in the following way. Magnetic field orientates and polarizes dipoles of water. That leads to alteration of the water structure, which manifests in changing the type of dipole bonds; double bonds are formed instead of single bonds, which prevents hardness salt formation on the internal surface of the strainer as a result.

REFERENCES

1. Tretyak A. Ya., Burda M. L., Onofrienko S. A. / Samoochishayushiysya filtr / Stroitelstvo neftyannih i gazovih skvazhin na sushe i na more №10 – pp.28-29.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН STUDYING THE EFFECT OF SPACER FLUIDS ON THE IMPROVEMENT OF THE QUALITY OF CEMENTING WELLS

Яворская А.А., Мерзляков М.Ю., Егорова В.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Yavorskaya A.A., Merzlyakov M.Yu., Egorova V.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: буферные жидкости, цементирование скважин, повышение качества крепления, режимы течения жидкостей, герметизация заколонного пространства.

Совершенствование технологии крепления и повышение доли сплошного сцепления на всем интервале цементирования требует применения новых методов тампонирувания. Из теоретических и экспериментальных исследований следует, что перспективными направлениями дальнейшего повышения качества герметизации заколонного пространства скважин являются совершенствования его технологии и, в том числе, обоснованный выбор типа и объема буферной жидкости.

Выбор вида буферной жидкости основывается на лабораторной проверке ее совместимости с используемыми буровым и тампонажным растворами. При слиянии буфера с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь его с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

Применение буферов в объемах, недостаточных для отделения тампонажного раствора от бурового и полного вытеснения последнего из кольцевого пространства скважины, приводит к образованию плохо прокачиваемых сгустков в зонах смешивания тампонажного и бурового растворов. Так же нехватка объема буферной жидкости ведет к созданию в кавернах и местах прилегания обсадной колонны к стенкам скважин значительных застойных зон бурового раствора и неравномерному подъему тампонажной смеси, так как известно, что буровой раствор за счет

тиксотропных свойств образует в эксцентричном кольцевом пространстве достаточно устойчивые застойные зоны.

Были изучены составы и режимы течения буферов, использованных при цементировании скважин, пробуренных на месторождениях Башкирии (ПАО АНК «Башнефть»), а так же были выявлены пути улучшения буферных систем для повышения качества крепления.

Key words: spacer fluids, well cementing, improvement of fastening quality, fluid flow modes, sealing of the annular space.

Improving the fastening technology and increasing the share of solid adhesion throughout the cementing interval requires the use of new cementing methods. From theoretical and experimental studies it follows that promising areas for further improving the quality of sealing the annular space of wells are improving its technology, including a reasonable choice of the type and volume of spacer fluid.

The choice of the type of spacer fluid is based on laboratory testing of its compatibility with the drilling and cementing fluids used. When merging the spacer with the drilling fluid, the rheological parameters of the mixing zone should not increase, and its mixture with the cement mud should not be characterized by a decrease in spreadability and a reduction of the thickening time of the fluid.

The use of spacers in volumes, insufficient to separate the cement mud from the drilling fluid and to displace last one from the annular space of the well, leads to the formation of poorly pumpable clots in the mixing zones of cement fluid and drilling mud. Also, the lack of a volume of spacer fluid leads to the creation of significant stagnant mud zones in the cavities and uneven lifting of the cement fluid as it is known that, due to the thixotropic properties, the drilling fluid in the eccentric annular space forms fairly stable stagnant zones.

The composition and flow modes of the spacers used in the cementing of wells drilled in the fields of Bashkortostan (ANK Bashneft PJSC) were studied, and ways to improve the buffer systems to improve the quality of fastening were revealed.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН METHODS TO IMPROVE THE QUALITY OF CEMENTING WELLS

Яворская А.А., Мерзляков М.Ю., Егорова В.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Yavorskaya A.A., Merzlyakov M.Yu., Egorova V.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: тампонажные растворы, цементирование скважин, повышение качества крепления, цементный камень.

Одним из важнейших параметров, определяющих качество строительства скважин, является цементирование эксплуатационных колонн. Успешность качественного исполнения цементационных работ определяет безаварийную, длительную и надежную эксплуатацию, не требующую дополнительных работ по герметизации заколонного пространства, а так же обеспечивающую добычу продукции, не подверженной влиянию флюидов других пластов.

В связи с этим, исследования, направленные на повышение качества крепления, являются актуальными. Основными факторами, влияющими на качество цементирования, являются: центрирование обсадной колонны, дизайн и сочетание цементных растворов и различных по назначению буферов, оптимизация технологических режимов при цементировании и режимов течения растворов. Учитывая существующие техники и технологии крепления скважин, предполагается, что улучшение крепления скважин возможно за счет: подбора промывочной жидкости в процессе бурения с целью уменьшения кавернообразования; выбора комплекса буферных жидкостей, обеспечивающих очистку застойных зон от бурового раствора; обеспечения турбулентного режима течения тампонажного раствора в затрубном пространстве при закачке; сведения эксцентриситета обсадных колонн к нулю за счет подбора соответствующих геологотехническим условиям центраторов.

В данной работе изучено качество разобращения пластов нефтегазодобывающих и разведочных скважин, пробуренных в 2015-2018 годах в ПАО АНК «Башнефть». По данным акустической цементометрии (АКЦ) входящей в обязательный комплекс геофизических исследований, для эксплуатационных колонн на месторождениях Башкирии на долю «частичной» адгезии цементного камня с колонной приходится от 30 до 60%, а на долю её «отсутствия» - от 2 до 27%. Исходя из вышеуказанных данных, проблема улучшения герметизации заколонного пространства скважины до сих пор является актуальной задачей.

По результатам анализа заключений АКЦ и данных лабораторных исследований установлено:

1. При поддержании турбулентного течения буферного и тампонажного растворов в скважине увеличивается полнота вытеснения буровой жидкости, как

следствие уменьшается количество застойных зон, приводящих к образованию каналов в цементном растворе при его твердении;

2. При значении эксцентриситета обсадных колонн, близкого к нулю, повышается степень равномерного распределения цементного раствора в заколонном пространстве и формируется надежный цементный камень.

Key words: cement slurries, cementing of wells, improvement of fastening quality, cement stone.

One of the most important parts determining the quality of well construction is the cementation of casings. The success of high-quality cementing design determines trouble-free, long-term and reliable exploitation, which does not require additional work to seal the cavity space, as well as ensuring extraction of products that are not influenced by fluids from other layers.

The main factors affecting the quality of cementing are: casing centering, design and combination of cement fluids and various spacers, optimization of technological modes for cementing. Taking into account the existing techniques and technologies of fastening wells, the quality of cementing can be improved by: selecting the drilling fluid to reduce caver formation; selection of a complex of buffer liquids, providing cleaning of stagnant zones from drilling mud; provision of turbulent flow of a cementing fluid in the borehole annulus during injection; reduction of drill column eccentricity to zero is due to the selection of centralizers corresponding to the geological conditions.

In this paper, we studied the quality of separation of the layers of oil and gas producing and exploration wells drilled in 2015-2018 in ANK Bashneft PJSC. According to acoustic cementing data (ASD), which is part of a compulsory geophysical survey, for production columns in the fields of Bashkortostan, the share of “partial” adhesion of cement stone with a column is from 30 to 60%, and the share of its absence is from 2 to 27% . Based on the above data, the problem of improving the sealing of the annular space of the well is still an urgent task.

According to the results of the analysis of the findings of the ASD and laboratory data, it was established:

1. While maintaining the turbulent flow of the spacer and cement fluid in the well, the completeness of drilling fluid displacement increases, as a result, the number of stagnant zones decreases, which leads to the formation of channels in the cement mortar during its hardening;

2. When the value of casing eccentricity is close to zero, the degree of uniform distribution of the cement fluid in the annulus increases and a hard cement stone is formed.

Б 912

Бурение скважин в осложненных условиях: III
Международная научно-практическая конференция 8-9 ноября
2018 г.: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный
университет. СПб, 2018. 128 с.

УДК 622.241+622.143

ББК 33.131

Научное издание

БУРЕНИЕ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

III МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

8-9 ноября 2018 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 26.10.2018. Тираж 100 экз.
Уч.-изд.л. 10. Заказ 918. С 328

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