УДК 622.276.66

Баймаханов Г.А., Шакирзянов Р., Курмангазы Ж.
НАО Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет имени К.И Сатпаева, Казахстан, Алматы,

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ И ИНТЕНСИФИКАЦИЯ НЕФТИ

Аннотация. В данной статье рассматриваются работы по изоляции водопритоков при ремонтно-изоляционных работах скважин и увеличения притока нефти из пласта кислотной обработкой. Приведен порядок работ по снижению обводненности скважин за счет кислотных составов, обладающих повышенной эффективностью по сравнению с обычной соляной кислотой.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционная работа, тампонажный раствор, нефть, кислотный состав, кислотная обработка.

Мировые энергетические концерны, истощая природные запасы углеводородов, вынудили отраслевых экспертов на поиск более прогрессивных методов и инновационных технологий добычи углеводородов. Сегодня проведение работ по борьбе с обводнением нефтяных скважин обходится индустрии более чем в 62 миллиардов долларов ежегодно. В среднем, на каждый добываемый баррель нефти приходится около трех баррелей воды0 Нефтедобывающие компании ищут экономичные пути контроля и снижения уровня обводненности продукции в скважине и повышения общей эффективности добычи0 Мощными инструментами в арсенале средств борьбы с обводнениями являются химическая обработка и ремонтное цементирование. Пути снижения себестоимости добычи нефти с мероприятиями по уменьшению излишних водопроявлений, а также дополнительная разработка трудно извлекаемых запасов зрелых месторождений является перспективной и трудной задачей, но способной принести как ближайшую, так и долгосрочную экономию /1/.

Основной проблемой на нефтяных месторождениях Казахстана, в том числе и на месторождении Кумколь (обводненность 97%), в настоящее время является относительно быстрое увеличение обводненности добываемой нефти (и связанное с этим снижение коэффициента извлечения нефти, увеличение количество попутно добываемой воды и т.п.). Причины этого кроются в естественном росте обводненности добываемых углеводородов и жидкости. Учитывая, что основным методом поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений является заводнение, количество остаточных запасов нефти в обводненных пластах будет постоянно возрастать. Для доизвлечения этих запасов необходимо также использовать более совершенные технологии.

Нужно отметить, что международные нефтедобывающие компании обращают особое внимание на прирост извлекаемых запасов за счет применения новых технологий нефтеизвлечения: технологии повышения нефтеотдачи обеспечивают от 4 до 12% прироста извлекаемых запасов. По оценкам зарубежных исследователей, средняя проектная нефтеотдача в мире сейчас составляет около 30%, в США - 39%, при этом средняя реальная нефтеотдача в будущем прогнозируется в размере 50 - 60%.

Характерной чертой современной нефтедобычи является высокая обводненность добываемой продукции. Для поддержания уровня добычи нефти и повышения рентабельности производства необходимо проводить работы по ее снижению. При этом работы по изоляции водопритоков приходится вести как в действующем, так и простаивающем, по этой причине, фонде скважин.

Для борьбы с обводнением скважин необходимы водоизолирующие материалы, способные проникать в пористую среду изолируемых пластов с заполнением всего пористого пространства и образованием прочного тампонажного материала, устойчивого к вымыванию водой /2/.

При всех недостатках цемента, как изолирующего материала, он остается основным материалом для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), как с экономической, так и с технической точки зрения. Однако применение стандартного цементного раствора малоэффективно ввиду низкой проникающей способности частиц цемента в поры коллектора, а также высокой фильтратоотдачи. Использование же микроцемента вызывает также множество проблем, связанных с регулированием свойств тампонажного раствора.

В ТОО «КТС» работающий на месторождении Сорколь недалеко от месторождения Кумколь были проведены работы по расширению области применения тампонажного цемента в виде микроцемента. На основе новых реагентов - микроцемента, понизителя фильтрации, замедлителя схватывания, разработан водный тампонажный раствор G, удовлетворяющий всем предъявляемым к тампонажным растворам требованиям, таким как низкая вязкость, высокая проникающая способность в пористую среду, низкая водоотдача, легкость регулирования времени загустевания и высокая прочность цементного камня.

Разработанный состав G способен свободно проникать в пористую среду с диаметром фильтрацонных каналов 15 мкм. При работе в низкопроницаемых коллекторах с проницаемостью менее 10 мД приходится сталкиваться с размерами каналов менее 1 мкм. Для того чтобы частицы цемента беспрепятственно проникали в пористую среду с такими характеристиками, необходимо, чтобы максимальный размер частиц цемента не превышал 500 нм. Вероятно, получение цемента с такими показателями экономически неоправдано. При работе в таких коллекторах необходимо использовать истинные, коллоидные или полимерные гелеобразующие растворы с наноразмерными частицами от 5 до 500 нм, которые свободно будут проникать в низкопроницаемый коллектор. Это могут быть различные варианты золей кремниевой кислоты и другие водоизолирующие составы, приговленные из неорганических солей или органических полимеров. Необходимым требованием к таким составам является управление временем гелеобразования. Однако опыт применения подобных водоизолирующих составов показывает необходимость применения докрепляющих составов. В роли последних могут выступать разработанные композиции G, закачанные в интервал проведения РИР, в количестве 0,5-2,0 $м^3$.

Данный раствор представляет собой эмульсионно-суспензионую систему, в состав которой входят специальный микроцемент, вода в количестве, необходимом для гидратации цемента, углеводородная фаза, композиция ПАВ, соответствующие кислоты (соляная кислота, уксусная кислота), регуляторы фильтрации и сроков схватывания. После затвердевания камень является гидрофобным, так как углеводородная фаза и ПАВ, остаются после твердения равномерно распределенными во всем объеме, что существенно повышает коррозионностойкость и долговечность камня.

Температурный интервал применения раствора от 20 до 120°С. Значительная доля (более 95%) частиц твердой фазы суспензии не превышает размеров 5 мкм. Камень не имеет пустот, за счет того что все поры и микротрещины заполняются углеводородной фазой и ПАВ, и обладает очень хорошими газо-гидроизоляционными свойствами.

Данный тампонажжный материал рекомендуется для применения в качестве изолирующего материала для следующих видов РИР: ликвидация негерметичности обсадных колонн в т.ч.: ликвидация заколонных перетоков; восстановление цементного камня за обсадной колонной; временно блокирующий состав нефтяной части интервала перфорации, при проведении РИР с последующей перфорацией.

Порядок проведения работ по РИР /3/ проходит следующим образом: 1) Произвести сдачу и приемку скважины на ремонт с составлением акта према-передачи; 2) Ознакомить рабочих бригады под роспись с "Планом работ на ликвидацию аварий, возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом практических действий вахты при

возникновении ГНВП, планом ликвидации возможных аварий, планом работ на скважину Сорколь 6; 3) Раставить оборудование согласно утвержденной схемы расстановки; 4) Заготовить рассол с уд. весом 1,09-1,1 г/см3 в объеме 40 м3; 5) Восстановить циркуляцию, перевести скважину на рассол; 6) Полностью поднять НКТ с воронкой с доливом до устья; 7) Силами геофизической партии произвести перфорацию спец. отверстий в интервале 1746-1748 м; 8) Контрольный замер; Спустить компоновку: райбер 148 мм. на НКТ 73 мм. до гл. 1610 м. Прорайберовать инт. 1610-1746 м; 9) Поднять компоновку с райбером; 10) Контрольный замер. Спустить компоновку: перо-6 м патрубок-пакер-остальное НКТ 73 мм. на гл. 1746 м; 11) Завести на скважину пресную воду в объеме 40 $м^3$; 12) Посадить пакер на гл. 1740 м. Определить приемистость по трубному пространству закачкой пресной воды при давлении 80, 100, 120 атм. Последить динамику изменения давления в затрубном пространстве. В случае значительного роста давления в затрубном пространстве в план работ могут быть включены; 13) Произвести переезд хим. звена, расставить спец. технику и оборудование согласно схемы растановки при производстве ремонтно-изоляционных работ; 14) Сорвать пакер. Перевести пакер в транспортное положение; 15) Приготовить состав FD-2 в объеме 1,5 $м^3$; 16) Закачать в НКТ пресную воду (1,00 гр/$см^3$) в объеме 1м3 + реагента FD-2 в объеме 1,5 $м^3$+ пресную воду вобъеме 2,5$м^3$; 17) Посадить пакер на гл. 1740 м; 18) Продавить состав FD-2 пресной водой в объеме 3 $м^3$; 19) Стравить избыточное давление. Сорвать пакер. Перевести пакер в транспортное положение; 20) Поднять компоновку на гл. 1600 м. с доливом тех жидкостью. Закрыть скважину; 21) Ожидание на гелеобразование 30 часов; 22) Спустить компоновку до гл. 1746 м; 23) Посадить пакер на гл. 1740 м. Определить приемистость по трубному пространству закачкой пресной воды при давлении 80, 100, 120 атм. Проследить динамику изменения давления в затрубном пространстве. В случае отсутствия приемистости перейти к дальнейшим работам, в случае наличия приемистости продолжить закачку состава FD-2 по дополнительному плану работ; 24) Поднять компоновку с доливом тех воды; 25) Контрольный замер. Спустить перо на НКТ 73 мм. на гл. 1740 м. промыть скважину до гл. 1754 м; 26) Поднять перо до гл. 1752 м; 27) Приготовить и закачать в трубное пространство ЦР с уд. весом 1,70гр/$см^3$ в V= 0,7$м^3$ при открытом затрубном. Довести тех. водой с уд. весом 1,00 в V=5,0$м^3$. Поднять 1шт. НКТ до гл. 1737м. Срезаться обратной промывкой до выхода чистой воды. Поднять 10шт. НКТ на безопасное расстояние; 28) ОЗЦ 24 ч; 29) Полностью поднять компоновку с доливом тех. воды; 30) Контрольный замер. Спустить компоновку: пакер с заглушкой - 3 шт НКТ - перфорированная труба - остальное НКТ 73 мм. на гл. 1684 м; 31) Посадить пакер на гл. 1684 м; 32) Произвести ОПЗ кислотным составом МКС-1 в объеме 15 м3 по дополнительному плану работ; 33) Поднять компоновку с доливом тех водой; 34) Контрольный замер. Спустить воронку на НКТ на гл. 1600 м; 35) Освоить скважину свабированием или компрессированием, спустить ГНО по результатам освоения скважины.

Одной из основных целей при разработке скважины является увеличение притока нефти из пласта. Для этого используется обработка пород кислотными составами - щадящий, но эффективный метод.

Цели проведения кислотной обработки: очистка призабойной зоны от продуктов коррозии и различных отложений; увеличение проницаемости породы; увеличение производительности скважины.

Кислотные составы от компании Zirax для нефте- и газодобывающей промышленности представляют собой растворы соляной кислоты с активными добавками, которые позволяют решить большое количество задач. В данном случае эти составы были опробованы в месторождениях Сорколь. Например, состав "Флаксокор 110" применяется в карбонатных и терригенных коллекторах во время освоения скважин после бурения. Это вещество предназначено для разрушения глин и полимеров. Он обеспечивает разрушение кольматационной корки, снимает негативное воздействие фильтрата бурового раствора на пласт и очищает призабойную зону пласта от кольматантов. Состав применяется как реагент увеличивающий проницаемость пласта после проведения операции ГРП (гидро разрыва

пласта). Кислотный состав "Флаксокор 210" позволяет обработать скважины в карбонатных и терригенных коллекторах /4/. Состав, который обладает высокой растворяющей способностью, не образует эмульсии с нефтью, имеет низкую коррозионную активность, обеспечивает более интенсивный приток нефти. Также есть состав ExtrOil улучшает проницаемость скважины за счет увеличения пор. С применением этого состава могут проводиться кислотные ванны для очистки оборудования.

Основная задача кислотного состава заключается в нейтрализации корки бурового раствора, которая часто появляется на поверхности коллектора. Такая корка обычно возникает, если используемый раствор содержит утяжелители — глину или барит, а также полимеры. Корка снижает проницаемость призабойной зоны и уменьшает количество добываемой нефти. Динамика убыли веса образца корки глинистого бурового раствора при использовании Флаксокор 110 в сравнении с HCl показано на рисунке 1. А на рисунке 2 представлены параметры работы скважины кислотным составом. При этом, дополнительная добыча нефти за 4 месяца составила 1488 тонн. Эффект продолжается.

Состав Флаксокор 110 был испытан на скважинах месторождения в 2015 году и показал весьма впечатляющие результаты. Были выполнены обработки восьми эксплуатационных скважин и две скважино-операции проведены при освоении после бурения с целью очищения забоя и ствола скважины. Обработка скважин кислотным составом объемом 20-30 $м^3$ привела к увеличению дебита в среднем на 40 %. Тем временем расширяется география применения данного кислотного состава, для повышения приемистости скважины.

Применение кислотных составов, обладающих повышенной эффективностью и дополнительными возможностями по сравнению с обычной соляной кислотой, позволяет заказчикам получать более значительные результаты при использовании меньших объемов реагентов. Экономический эффект от использования таких кислотных составов будет намного выше обычного.

.

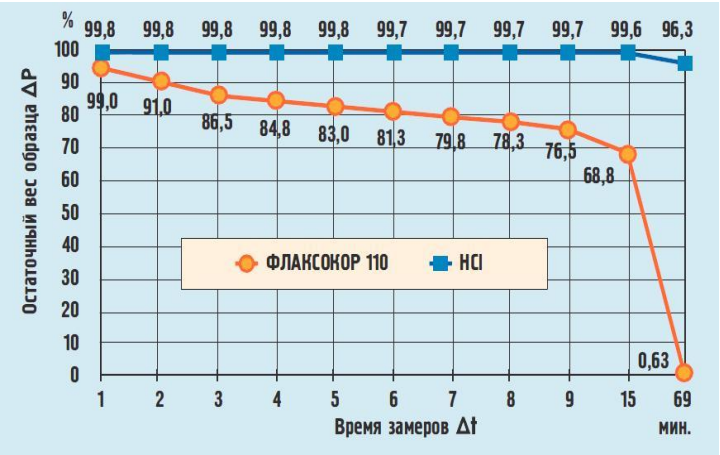

Рисунок 1 - Динамика убыли веса образца корки глинистого бурового раствора при использовании Флаксокор 110 в сравнении с HCl

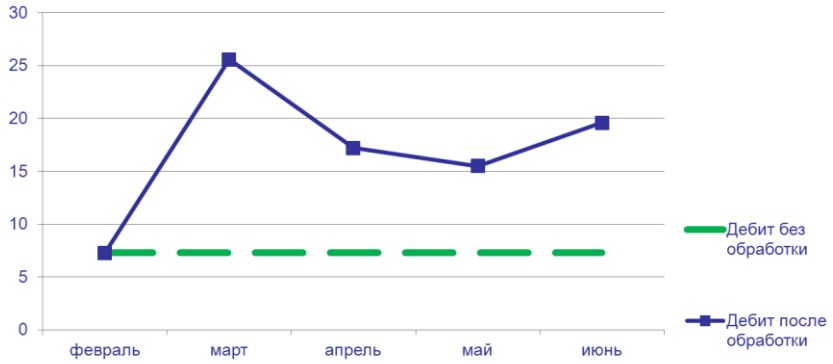

Рисунок 2 - Параметры работы скважины кислотным составом

Список литературы

1. Крянев Д. Ю., Петраков А.М. Системно-адресные технологии - основа повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Бурение и нефть - 2011. - №2 - С.125-131.
2. Магадова Л.А., Ефимов Н.Н., Козлов А.Н. // Технология ограничения притока воды в низкопроницаемых коллекторах с применением специального тампонажного раствора // VII Всероссийская научно-практическая конференция: Нефтепромысловая химия. - Москва, 2012. - С. 137-138.
3. Технический отчет №487-0090-14 Капитальный ремонт скважин из скважины №6 месторождения Сорколь.
4. Демахин С.А. Новые технологии интенсификации добычи нефти и газа от компании Zirax // Нефть и газ Евразии. - 2014. - № 3. - С. 60-61.

Spisok literaturyi

1. Kryanev D. Yu., Petrakov A.M. Sistemno-adresnyie tehnologii - osnova povyisheniya effektivnosti razrabotki neftyanyih mestorozhdeniy // Burenie i neft - 2011. - #2 - S.125-131.
2. Magadova L.A., Efimov N.N., Kozlov A.N. // Tehnologiya ogranicheniya pritoka vodyi v nizkopronitsaemyih kollektorah s primeneniem spetsialnogo tamponazhnogo rastvora // VII Vserossiyskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya: Neftepromyislovaya himiya. - Moskva, 2012. - S. 137-138.
3. Tehnicheskiy otchet #487-0090-14 Kapitalnyiy remont skvazhin iz skvazhinyi #6 mestorozhdeniya Sorkol.
4. Demahin S.A. Novyie tehnologii intensifikatsii dobyichi nefti i gaza ot kompanii Zirax // Neft i gaz Evrazii. - 2014. - # 3. - S. 60-61.

Баймаханов Г.А., Шакирзянов Р. Курмангазы Ж.,
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ Ұлттық Зерттеу Техникалық Университеті, Қазақстан, Алматы

МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫНДАҒЫ СУ АҒЫНДАРЫН ШЕКТЕУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ МЕН МҰНАЙДЫ АРТТЫРУ

Түйіндеме: Бұл мақалада ұңғымаларындағы жөндеу және оқшаулау жұмыстары кезінде су ағымын тоқтату мен қышқыл өңднуімен мұнай ағынын ұлғайтуы қарастырылған. Қышқыл құрамымы ұңғымаларды пайдаланғанда ол тұз қышқылдан тиімділігі жоғары екені және сулануды азайту жұмыс тәртібі көрсетілген.

Кілтті сөздер: жөндеу және оқшаулау жұмыстары, тампонаж ерітіндісі, мұнай және қышқыл құрамы, қышқылмен өңдеу.

Baimakhanov G.A., Shakirzyanov R., Kurmangazy Zh.
Kazakh National Research Technical University after K.I. Satpayev, Kazakhstan, Almaty

TECHNOLOGY OF WATER INFLUX LIMITATION IN OIL WELLS AND INTENSIFICATION OF OIL

Annotation. This article discusses the work on isolation of water shutoff at repair and insulation works and increase the inflow of oil from the reservoir of acid treatment. The order presented of works to reduce watercut by acidic composition increased efficiency having as compared with normal hydrochloric acid.

Keywords: repair and insulation works, grouting mortars, oil and acid composition, acid treatment

С.А. Заурбеков К ВОПРОСУ РАСЧЕТА ДЛИНЫ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (HQ) ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО - НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН 297
Г.А. Баймаханов, Р. Шакирзянов, Ж. Курмангазы ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ И ИНТЕНСИФИКАЦИЯ НЕФТИ 300
А.А. Кабдушев ОСОБЕННОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОЛЬМАТАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ И ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН 305
А.А. Кожевников, А.Ю. Дреус, Б.Р.Бораш КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ЗАБОЕ ПРИ БУРЕНИИ АЛМАЗНЫМИ КОРОНКАМИ 310
М. Ж.Сексенбай, М.Х. Ибылдаев, З.Ш. Махитова СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ РК 312
А.А. Каракозо ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ 317
Б.Т. Ратов, Т.А. Жанабаев, М. Б. Сырымбетов КАРБОНДЫ ЖӘНЕ ВИНИЛСУЛЬФАНАТТЫ ҚЫШҚЫЛДАР МЕН ТҰЗДАРДЫҢ НЕГІЗІНДЕ ЖАСАЛҒАН ДИСПЕРГАТОР РЕОЛОН- SP36 ПОЛИМЕРІН ҚАЗАҚСТАН КЕН ОРЫНДАРЫНДА ПАЙДАЛАНУ МҮМКІНШІЛІГІН САРАПТАУ 325
А.А. Кожевников, А.А. Борисевич, А.Р. Байбоз, Д.Р.Коргасбеков, А.Р. Бораш РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ С ИМПУЛЬСНЫМ ВРАЩЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТА 331
С.Г. Нурсултанова, Смагулов Е.А. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮРСКИХ И ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА 336
О.А. Суржанская СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ДОБЫЧЕ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА 342
Р.Х. Мансуров КРУПНООБЪЕМНЫЕ ЗОЛОТОНОСНЫЕ МИНЕРАЛИЗОВАННЫЕ ЗОНЫ ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНОГО ТИПА РУДОПРОЯВЛЕНИЯ ЮЖНОЕ (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ) 345
С.В. Пискунова РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ЗАТРАТ НА ТРАНСПОРТИРОРАНИЕ И УТИЛИЗАЦИЮ БУРОВЫХ ШЛАМОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА МЕТОДОМ ФОРМОВАНИЯ 350
Ю.А. Латыпова, Т.А. Ниязов НАРАЩИВАНИЕ И ПОДЪЕМ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ БЕЗ ПРЕКРАЩЕНИЯ ПОДАЧИ ОЧИСТНОГО АГЕНТА 355
И.Н. Столповских, Р.И. Егембердиев, А.З.Мешитбай МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ «БУРОВОЙ СТАНОК ШИРОКОГО ДИАПАЗОНА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ» 358
М Т. Билецкий, Е.Ж. Дарменов АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА 361
С.М. Мурат, М.Т. Аршидинова МЕЖКОЛОННОЕ ДАВЛЕНИЕ 367
Z.B. Baibussinova, A.B. Idirissov PETROLEUM PLAY RISK ANALYSIS OF USTYURT BASIN 371
Г.А.Баймаханов А.М. Кайдаров ПРИМЕНЕНИЕ МИКРООРГАНИЗМОВ ДЛЯ УВЕЛЕЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ 374
М.О. Омарова, А.Е. Идеятов ҚҰМКӨЛ КЕН ОРНЫНДАҒЫ МҰНАЙ ӨНІМДЕРІНІҢ СУЛАНУЫ 377

09-13 ноября 2016
Алматы

УДК 622: 550. 8: 001 (063)
ББК 33.1
Ж 66

Редакционная коллегия:
проф. Ратов Б.Т., ассоц. проф. Федоров Б. В., проф. Касенов А. К.,
ассоц. проф. Аубакиров М.Т., м.т.н. Коргасбеков Д.Р.,
м.т.н. Байбусинова Ж. Б., м.т.н. Тулепбергенов А.Т.

Ж 66. XXI ғасырдағы геологиялық барлау және мұнай-газ ісі: Технология, ғылым, білім. Халықаралық ғылыми-тәжірибелік конференциясының ғылыми еңбектер жинағы (09-12 караша 2016 ж). - Алматы, 2016.- 386 бет

ISBN 978-601-7529-48-2

В сборнике представлены материалы международной научно-практической конференции «Геологоразведочное и нефтегазовое дело в XXI веке: технологии, наука, образование», посвящённой 50 - летию кафедры «технология и техника бурения скважин» по проблемам эффекттивной и безопасной разработки месторождений полезных ископаемых, научному сопровождению инновационной деятельности компаний, подготовке кадров для геологоразведочной и нефтегазовой отраслей.

УДК 622: 550. 8: 001 (063)
ББК 33.1

ISBN 978-601-7529-48-2

© Казанский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева

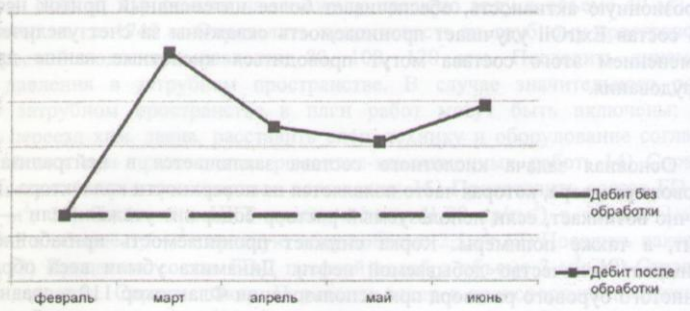

Рисунок 2 - Параметры работы скважины кислотным составом

Список литературы

1. *Крянев Д. Ю., Петраков А.М.* Системно-адресные технологии - основа повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Бурение и нефть - 2011. - №2 - С.125-131.

2. *Магадова Л.А., Ефимов Н.Н., Козлов А.Н.* // Технология ограничения притока воды в низкопроницаемых коллекторах с применением специального тампонажного раствора // VII Всероссийская научно-практическая конференция: Нефтепромысловая химия. - Москва, 2012. - С. 137-138.

3. Технический отчет №487-0090-14 Капитальный ремонт скважин из скважины №6 месторождения Сорколь.

4. *Демахин С.А.* Новые технологии интенсификации добычи нефти и газа от компании Zirax // Нефть и газ Евразии. - 2014. - № 3. - С. 60-61.

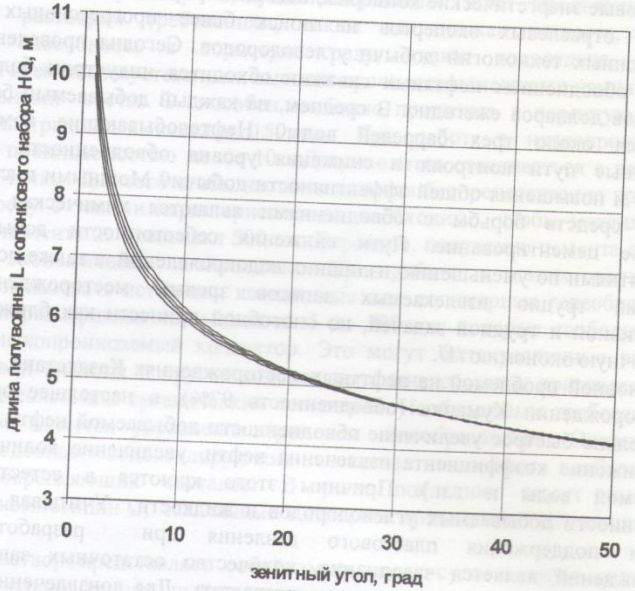

Рисунок 1 - Длина полуволны бурильной колонны HQв наклонно-направленной скважине

Список литературы

1. *Г.Вудс, А.Лубинский* Искривление скьажин при бурении. ГНТИ, М,1960.

УДК 622.276.66

Г.А. Баймаханов, Р. Шакирзянов, Ж. Курмангазы

НАО Казахский Национальный исследозательский технический университет имениК.И Сатпаева, Казахстан, Алматы,

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ И ИНТЕНСИФИКАЦИЯ НЕФТИ

Аннотация. В данной статье рассматриваются работы по изоляции водопритоков при ремонтно-изоляционных работах скважин и увеличения притока нефти из пласта кислотной обработкой. Приведен порядок работ по снижению обводненности скважин за счет кислотных составов, обладающих повышенной эффективностью по сравнению с обычной соляной кислотой.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционная работа, тампонажный раствор, нефть, кислотный состав, кислотная обработка.