



УДК 622.244.448

СОСТАВ БЕЗГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖИДА

WELL-DRILLINGS IN SALIFEROUS DEPOSITS OF JSC «UZBURNEFTEGAZ» IN THE CONDITIONS OF RAOPROYAVLENIYA

Махаматхожаев Д.Р.

кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
Учебно научно производственное предприятие
«БУРГИЧИ БИЗНЕС»
id.yug2016@gmail.com

Рахматов Ш.Д.

Учебно научно производственное предприятие
«БУРГИЧИ БИЗНЕС»

Джураев Ш.А.

Учебно научно производственное предприятие
«БУРГИЧИ БИЗНЕС»

Аннотация. В статье приводятся результаты анализа фактического материала и литературных источников по применяемым в мировой практике буровых растворов обеспечивающих сохранения естественных коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Автором представлены данные лабораторных исследований по разработке состава утяжеленного ингибирующего минерализованного безглинистого бурового раствора на основе негидролизованного полиакриламида и местных ингибирующих добавок для вскрытия продуктивного горизонта на месторождении Каражида, а также изучения их технологических параметров в имитирующихся скважинных условиях, а также результаты промышленного испытания его на скв. № 3-01.

Ключевые слова: продуктивный пласт, дифференциальная давления, безглинистый буровой раствор, негидролизированный полиакриламид, кольматация, мраморная пудра, КМЦ, хлористый калий, хлористый натрий, сидерит.

Makhamatkhozhayev D.R.

Candidate of Technical Sciences,
Senior research associate,
Uchebno the BURGICH BUSINESS
manufacturing enterprise is scientific
id.yug2016@gmail.com

Yokubova F.B.

Uchebno the BURGICH BUSINESS
manufacturing enterprise is scientific

Saidov T.S.

Uchebno the BURGICH BUSINESS
manufacturing enterprise is scientific

Annotation. The article presents the results of an analysis of the actual material and literature sources on drilling muds used in the world practice that ensure the preservation of the natural reservoir properties of productive horizons. The author presents the data of laboratory studies on the development of the composition of a weighted inhibiting mineralized clay-free drilling mud based on unhydrolyzed polyacrylamide and local inhibiting additives for opening the productive horizon at the Karazhida deposit, as well as studying their technological parameters in simulated downhole conditions, as well as the results of an experimental test for well № 3-01.

Keywords: productive layer, differentiated pressure, non-clay drilling mud, non-hydrolyzed polyacrylamide, colmatation, marble powder, CMC, potassium chloride, sodium chloride, siderite.

Эффективность вскрытия продуктивных пластов зависит от геолого-физических характеристик залежи, физико-химических свойств пластовых флюидов, характеристик и показателей применяемой технологии вскрытия продуктивного пласта, свойств промывочных и специальных жидкостей, нестационарности гидравлических процессов, величин и пределов изменения забойных дифференциальных давлений по стволу скважины и др. [1].

Для ведения работ в условиях АВГД традиционно используют глинистые буровые растворы, содержащие в качестве добавок баритовый, железистый и другие утяжелители. Эти системы отличаются относительно невысокой стоимостью, широким спектром обрабатываемых реагентов и большим опытом применения. Однако использование таких растворов приводит к необратимой кольматации продуктивных пластов (особенно низкопроницаемых, трещиноватых и трещинно-поровых коллекторов) и требует дополнительных дорогостоящих операций по восстановлению проницаемости пласта [2, 3].

Безглинистые буровые растворы, плотность которых регулируется концентрацией водорастворимых солей и кислоторастворимых утяжелителей, имеют принципиальное преимущество перед глинистыми, при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольматанта, трудноудаляемого из призабойной зоны пласта (ПЗП) при освоении [4, 5]. Дополнительным преимуществом таких буровых растворов является более высокое качество крепления скважин.

Разработаны утяжеленные безглинистые буровые растворы плотностью до 1600 кг/м³ на основе пластовой воды, растворов неорганических солей (хлориды натрия, калия, кальция, магния) и карбоната кальция для доутяжеления. Оптимизация реологических и фильтрационных свойств этих растворов проводится комплексом полисахаридных реагентов [6].



Буровые растворы плотностью 1600–2200 кг/м³ на основе бромидов кальция, цинка или их смесей обеспечивают относительно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и возможность почти полного восстановления проницаемости ПЗП (до 70–90 %), но область их применения ограничивается низкой термобарической устойчивостью и экологической опасностью.

Присутствие формиатов обеспечивает низкую коррозионную активность раствора, высокую устойчивость полисахаридных реагентов к термоокислительной и ферментативной деструкции.

Основные преимущества формиатов перед неорганическими солями (бромидами и хлоридами) их экологическая безопасность.

Компания «Зиртакс» разработал экономичные утяжеленные эмульсионные буровые растворы на основе хлорида натрия, бромида цинка, бромида кальция, бромида натрия, хлорида кальция которые способствуют повышению добычи нефти за счет сохранения естественных коллекторских свойств продуктивного горизонта [7]. Утяжеленные эмульсионные буровые растворы «Зиртакс» имеют плотности от 1400 до 2200 кг/м³, и имеют следующие свойства: практическое отсутствие примесей в солевой системе; не создаются побочные соединения солей в основе со многими компонентами; прекрасная совместимость с другими системами солей; возможности для восстановления; отсутствие коррозионной активности посредством ввода ингибиторов коррозии; гибкий подбор солевых основ для обеспечения экономичности технологии.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов рецептура буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных горизонтов должна быть разработана на основе разрушающихся или растворимых реагентов для регулирования вязкости и показателя фильтрации (водоотдачи), и особенно, закупоривающих агентов определенного гранулометрического состава (сводообразующий материал), которые ограничивают фильтрацию в пласт и гарантированно могут быть из него удалены.

Эффективная кольматация коллектора буровым раствором для вскрытия продуктивных пластов является одной из ее ключевых характеристик. Поэтому для формирования качественной фильтрационной корки и снижения зоны проникновения фильтрата в пласт используется специально подобранный по фракционному составу кольматант.

Частицы закупоривающего материала должны подбираться таким образом, чтобы обеспечить кольматацию породы как можно ближе к поверхности стенки скважины и при этом создать тонкую непроницаемую фильтрационную корку. Такая корка должна предотвращать проникновение твердых частиц и фильтрата жидкости вглубь пласта и таким образом сократить зону его загрязнения. При этом частицы кольматанта должны иметь размеры, зависящие от размеров пор коллектора. Размеры пор могут быть определены в результате различных исследований, включая анализ шлифов или прокачку ртути через образец.

В настоящее время многие компании, специализирующиеся в вопросах повышения качества первичного вскрытия продуктивного пласта, разработали и применяют различные компьютерные программы, позволяющие рассчитывать необходимые концентрации различных компонентов твердой фазы бурового раствора с целью формирования качественной фильтрационной корки [7]. Например, компания «Эм-Ай Свако» разработала и внедрила специальную компьютерную программу для расчета и подбора оптимального фракционного состава и концентрации кольматанта на основе теории Кауффера – OptiBridge («ОптиБридж»). Данная программа позволяет рассчитать точное содержание в буровом растворе твердых частиц различных размеров для формирования наиболее плотной и тонкой фильтрационной корки. Анализ выполняется по 144 реперным точкам с использованием методов нечеткой логики, что позволяет наиболее точно подобрать необходимую смесь из имеющихся материалов. Среди других особенностей программы «Опти Бридж» следует отметить возможность комбинации смесей, содержащих до 5 компонентов с разным гранулометрическим составом. Это также позволяет оперативно подбирать концентрацию тех или иных фракций применительно к конкретному коллектору, как на этапе проектирования, так и в процессе бурения.

В зависимости от геолого-технических условий и конструкций скважин разработано несколько вариантов безглинистых буровых растворов (ББР).

Безглинистый буровой раствор ББР-СКП

Наименование	Назначение	Расход, кг/м ³
БУРАМИЛ	Регулятор фильтрации	10,0
Каустическая сода	Регулятор pH	0,5
Р-СИЛ марки А	Ингибитор глин, антисептик	5,0
РЕОПАК В	Понижитель водоотдачи капсулирующий реагент	2,0
РЕОКСАН марки В	Регулятор структурно-реологических свойств	1,5
ККУ-М	Кислоторастворимый кольматант	50,0
МЛ-80	ПАВ	0,2
ДЕФОБУР-БТ	Пеногаситель	0,3
БУРФЛЮБ-БТ	Смазывающая добавка	3,0
Хлорид калия (белый)	Ингибитор гидратации глин	50
Хлорид натрия	Регулятор плотности	100,0–200,0
Кальцинированная сода	Регулятор pH	0,1



Безглинистый буровой раствор на основе полисахаридов (крахмал, ПАЦ, при необходимости – био-полимер), ПАВ и ингибирующих добавок имеет низкие значения показателя фильтрации (при $dP = 0,7$ МПа $\Phi = 2,0-6,0$ см³), технологически необходимые для проводки горизонтальных скважин и скважин с большим углом наклона структурно-реологические характеристики оптимальные псевдопластичные свойства (коэффициент « n » = 0,4–0,48) и низкие гидравлические сопротивления (коэффициент консистенции « K » = 0,31–1,15); при этом буровые растворы имеют низкие значения коэффициента трения ($K_{тр} = 0,05-0,15$), фильтрат бурового раствора имеет низкое поверхностное натяжение на границе с углеводородной жидкостью (0,75–0,95 мН/м).

Присутствие ингибиторов набухания и диспергирования глин (КС1 и др.) предупреждает набухание глины в коллекторе пласта. ББР-СКП стабилен при высокой минерализации, в т.ч. в присутствии солей кальция.

Известно, что на площади «Каражида» для вскрытия продуктивных горизонтов проектом предусматривается использовать утяжеленные глинистые буровые растворы с плотностью 1720–1740 кг/м³. Для приготовления, которого используются следующие химические реагенты и материалы: бентонит, барит, КМЦ-600, Гипан, ФХЛС, КОН, К₂СО₃, КСl, КAl (СО₄)₂, МАС-200, сульфанол, нефть, графит, НТФ, хромпик.

Однако, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи. При использовании утяжеленных глинистых буровых растворов наблюдается гидроразрыв пласта и уход в него больших количеств раствора, особенно при часто повторяющихся спуско-подъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин. Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма большой (от 1,4 м до 37 м).

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

С целью обеспечения сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов на месторождении «Каражида», нами разработан состав утяжеленного безглинистого бурового раствора на основе мраморной пудры, которая выпускается в промышленном цехе ООО «Нефтегазминерал». Мраморная пудра производится в виде тонкодисперсного порошка и имеет следующие показатели:

Таблица 1 – Показатели мраморной пудры

№ п/п	Наименование показателей	Норма
1.	Внешний вид	Белый
2.	Массовая доля карбонат, % не менее	95
3.	Массовая доля влаги, % не более	2,0
4.	Массовая доля остатка после просева на сетке № 0071К по ГОСТ 6613-86, % не более	6,0
5.	Плотность, кг/м ³ , не менее	2700
6.	Массовая доля фракции 5 мкм, %, не более	10,0

Лабораторные работы начаты с приготовления водного раствора негидролизованного полиакриламида (ПАА). Для этой цели в расчетное количество воды добавляется гранулированный негидролизованный полиакриламид в количестве 3 % от общего объема воды при интенсивном работы лабораторной глиномешалки. Процесс растворения негидролизованного полиакриламида осуществляется в течение 10–12 часов. После чего в готовый водный раствор негидролизованного полиакриламида вводится технический хлористый натрий в количестве 30 % от объема раствора, и процесс перемешивания продолжается в течение 30–40 минут до полного растворения хлористого натрия. Далее в готовый водный насыщенный раствор негидролизованного полиакриламида вводится расчетное количество гипса и хлористого калия. Ввод гипса и хлористого калия осуществляется с целью повышения ингибирующей способности безглинистого бурового раствора по отношению к глинистым минералам, которые имеются в составе горных пород слагающие стенки скважин в продуктивном горизонте.

Для придания смазывающей способности при непрерывном интенсивном перемешивании безглинистый ингибирующий буровой раствор обрабатывается с нефтью в количестве 10–15 % и с графитом до 3 % от объема бурового раствора. Процесс перемешивания исходных материалов продолжают перемешивания до получения однородной массы и измеряется технологические параметры полученного бурового раствора. Далее в состав безглинистого ингибирующего бурового раствора вводится мраморная пудра производства ООО «Нефтегазминерал» с целью получения требуемых значений плотности указанных в проекте строительстве нефтяных и газовых скважин. Результаты проведенных лабораторных исследований приводится в таблице 2.



Таблица 2 – Состав и свойства ингибирующего утяжеленного безглинистого бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта с АВГД

№	Состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T_{500} , с	Φ , см ³ /30 мин	$T_{к5}$, мм	pH	Отс- той
1	1000 мл вода + 15 гр ПАА + 300 гр NaCl + 50 гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть	1190	35	6,0	1,0	6,0	0
2	1000 мл вода + 20 гр ПАА + 300 гр NaCl + 50 гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть	1190	45	4,0	1,0	6,0	6,0
3	№ 2 + 30 % мраморная пудра (Нурота)	1260	48	4,0	1,0	6,0	0
4	№ 2 + 50 % мраморная пудра (Нурота)	1350	55	4,0	1,0	6,0	0
5	№ 2 + 70 % мраморная пудра (Нурота)	1430	75	4,0	1,0	6,0	5
6	№ 2 + 90 % мраморная пудра (Нурота)	1480	120	4,0	1,0	6,0	0
7	№ 2 + 110 % мраморная пудра (Нурота)	1550	165	4,0	1,0	6,0	0
8	№ 2 + 130 % мраморная пудра (Нурота)	1650	220	4,0	1,0	6,0	0
9	№ 2 при нагревании на 90 °С	1190	25	6,0	1,0	6,0	–
10	№ 9 после охлаждения до 20 °С	1190	30	3,0	1,0	6,0	0
11	№ 8 при нагревании на 90 °С	1650	100	6,0	1,0	6,0	–
12	№ 11 после охлаждения до 20 °С	1650	150	3,0	1,0	6,0	0

Как видно из данных таблицы 2 на основе негидролизованного полиакриламида можно приготовить безглинистые ингибирующие буровые растворы со стабильными технологическими свойствами. С вводом мраморной пудры легко регулируется значение плотности разработанного состава безглинистого ингибирующего бурового раствора. Не маловажным достоинством предложенного состава бурового раствора является сохранение первоначальных технологических свойств в условиях высокой температуры. Это объясняется тем, что как остальные синтетические полимерные реагенты акрилового ряда негидролизанный полиакриламид обладает высокой термостойкостью до 170–180 °С и солеустойчивостью по отношению поливалентным солям.

Как свидетельствуют данные таблицы 2 при приготовлении безглинистых утяжеленных ингибирующих буровых растворов мы отказались от широко применяемых химических реагентов и материалов. В частности нами не было использовано глина, каустическая и кальцинированная сода, а также полимерные реагенты, как К-4, крахмал, КМЦ, ВПРГ, Унифлор.

Бурение скважин в условиях солевой агрессии, особенно в присутствии водорастворимых солей кальция, магния и натрия, часто сопровождается ухудшением качества бурового раствора снижением устойчивости стенок скважин, что вызывает увеличение расхода химических реагентов и рост аварийности. Особенно сложным является вскрытие продуктивных горизонтов, содержащих в своем составе агрессивных пластовых вод. Применяемые буровые растворы, обработанные с полимерными реагентами КМЦ, К-4, УЦР и др. теряют свою устойчивость при солевой агрессии.

Учитывая эти обстоятельства, дальнейшие лабораторные исследования проводились по изучению влияния агрессивных пластовых вод на технологические свойства разработанного состава безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора. В частности в качестве агрессивных пластовых вод нами в лабораторных исследованиях использовался рапа привезенный из скв. № 293 площади Кокдумалак. Лабораторные исследования проводились в имитирующихся скважинных условиях. Результаты проведенных лабораторных исследований приведены в таблице 3.

Как свидетельствуют данные таблицы 3 предлагаемый состав безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора устойчив к воздействию агрессивных пластовых вод, которые встречаются при проводки ствола скважины в терригенных отложениях. При смешении предлагаемого состава бурового раствора с рапой не наблюдается процесс коагуляции, которая происходит в глинистых буровых растворах, которые широко применяются в процессе бурения нефтяных и газовых скважин в различных геолого-технических условиях. Показатель фильтрации бурового раствора практически не меняется, только наблюдается уменьшение условной вязкости и плотности раствора. Снижение плотности и условной вязкости предлагаемых составов буровых растворов объясняется разбавлением растворов с рассолом, вследствие чего уменьшением твердой фазы растворов. С добавлением мраморной пудры достигаются первоначальные значения плотности и условной вязкости буровых растворов. При этом не требуется обработка буровых растворов с негидролизанным полиакриламидом (ПАА).

Это доказывает об устойчивости к агрессивным пластовым водам предлагаемого состава бурового раствора, который обеспечивается за счет одноименности заряженных ионов поливалентных солей находящихся в составе пластовых вод, химических реагентов и материалов, использованных при приготовлении бурового раствора.

В процессе вскрытия продуктивного горизонта на месторождении «Каражида» предусматривается применение буровых растворов с плотностью более 1650 кг/м³. Для достижения этой цели рекомендуется совместно использовать мраморную пудру с баритом для приготовления утяжеленных растворов плотностью 1900–2100 кг/м³.



Таблица 3 – Влияния рапы пл.Кокдумалак-293 на технологические параметры безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора

№	Состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T_{500} , с	Φ , см ³ /30 мин	T_k , мм	pH	Отстой, %
1	1000 мл вода + 20 гр ПАА + 300 гр NaCl + 50гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть	1190	45	3,0	1,0	6,0	0
2	1000 мл вода + 15гр ПАА + 300гр NaCl + 50 гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть + 130 % мраморная пудра	1650	220	4,0	1,0	6,0	0
3	№ 1 + 10 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1200	35	4,0	1,0	6,0	0
4	№ 1 + 20 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1220	25	4,5	1,5	6,0	0
5	№ 1 + 30 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1240	20	5,0	1,0	6,0	0
6	№ 2 + 10 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1570	240	4,0	1,0	6,0	0
7	№ 2 + 20 % рапа (пл. Алан-172)	1480	110	4,5	1,0	5,5	0
8	№ 2 + 30 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1410	60	5,0	2,0	5,5	0
9	№ 5 при нагревании на 90 °С	1240	17	7,0	1,5	5,5	–
10	№ 9 после охлаждения до 20 °С	1240	22	5,0	1,0	5,5	0
11	№ 8 при нагревании на 90 °С	1410	36	7,0	1,5	5,5	–
12	№ 11 после охлаждения до 20 °С	1420	50	5,0	1,0	5,5	0
13	№ 12 + 50 % мраморная пудра	1650	170	4,0	1,0	5,5	0

Немаловажным достоинством мраморной пудры является способность растворяться в соляной кислоте, которая обеспечивает сохранение естественных коллекторских свойств продуктивного горизонта. Однако, барит, гематит и магнетит не обладают свойством растворяться в соляной кислоте. Поэтому, для получения требуемых значений плотности безглинистого ингибирующего бурового раствора целесообразно использовать в место барита карбоната железо-сидерита. Сидеритовый кислото-растворимый утяжелитель, приготовляемый из сидеритовой руды и модифицирующих добавок по ТУ 39-00147-180-98.

Основные физико-химические параметры сидеритового утяжелителя должны соответствовать требованиям, указанным в таблице 4.

Таблица 4 – Физико-химические параметры сидеритового утяжелителя

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Норма
1	Содержание влаги, не более	%	2,0
2	Плотность, не менее	кг/м ³	3500
3	Содержание кальция, не более	%	0,025
4	Содержание остатка после просева на сите с сеткой по ГОСТ 3684-73 № 0071 К, не более, № 005 К, не менее	% %	3,0 20,0
5	Растворимость в соляной кислоте, не менее	%	85

С помощью сидеритового утяжелителя можно утяжелить безглинистый ингибирующий буровой до требуемых значений плотности, предусмотренных в проекте строительстве нефтяных и газовых скважин.

В данное время на скв. № 3-0.1 площади Каражийда забой скважины составляет 4318 м. Бурение ствола скважины производилось с применением глинистого бурового раствора со следующими технологическими параметрами: плотность – 1530–1550 кг/м³; условная вязкость – 150–200 с; водоотдача – 4–4,5 см³/30 мин; толщина корки – 1,0 мм; водородный показатель pH = 8,0–8,5; СНС_{1/10} = 70–90 мгс/см². Однако при отрыве бурильного инструмента произошёл очередной прихват бурильного инструмента, так как бурение скважины производилось со вторым стволом. Прихват бурильного инструмента не удалось ликвидировать с установкой нефтяной ванной в три раза. После чего установили водяную ванну состоящий из воды и полимера, а также НТФ. После проведения специальных технологических приемов, удалось освободит прихваченный бурильный инструмент.

Руководством АО «Узбурнефтегаз» было принято решение принимать в процессе ведения буровых работ в скв. № 3-01 площади Каражийда состава безглинистого утяжеленного ингибирующего бурового раствора с целью предупреждения осложнений связанных с неустойчивостью стенки скважин.

После доставления на скв. № 3-01 площади Каражийда нужных местных химических реагентов и материалов начали работы по приготовлению безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора. Для достижения этой цели сначала нами было приготовлено водный раствор негидролизованного полиакриламида (ПАА) и насыщали его с технической поваренной соли. После чего с готовым водным насыщенным раствором негидролизованного полиакриламида в количестве 195 м³, ко-



торый имел следующие технологические параметры: плотность – 1240–1250 кг/м³; условная вязкость – 26–30 с; водоотдача – 2,3–3,0 см³/30 мин; толщина корки – 0,5 мм; водородный показатель рН = 5,5; СНС_{1/10} = 3–7 мгс/см² обрабатывался рабочий циркулирующий глинистый буровой раствор через дозирочный емкость с целью удаление из его состава глинистой фазы.

После удаления глинистой фазы рабочий циркулирующий промывочный раствор обладал следующие технологические свойства: плотность – 1250–1270 кг/м³; условная вязкость – 35–40 с; водоотдача – 6,0–6,5 см³/30 мин; толщина корки – 1,0 мм; водородный показатель рН = 7,0; СНС_{1/10} = 7–13 мгс/см². С помощью УПР утяжелили рабочий циркулирующий безглинистый буровой с применением мраморной пудры до значения плотности 1470–1480 кг/м³. Далее в готовый безглинистый буровой раствор в объеме 450 м³ добавили КМЦ, хлористый калий, нефть и графит с целью снижения показателя водоотдачи и придания ингибирующего действия ему по отношению к глинистым породам, которые встречаются в геологическом разрезе скважины, а также для улучшения смазывающего свойства. Технологические параметры циркулирующего безглинистого ингибирующего бурового раствора выходящий из скважины 40 °С были в следующих значениях: плотность – 1440–1450 кг/м³; условная вязкость – 40–45 с; водоотдача – 3,5–4,0 см³/30 мин; толщина корки – 0,5 мм; водородный показатель рН = 7,0; СНС_{1/10} = 4–9 мгс/см².

Находившиеся в башмаке обсадной колонны на глубине 3000 м бурильный инструмент до глубину 3500 м и произвели переход глинистого рабочего циркулирующего промывочного раствора на безглинистый ингибирующий буровой раствор. При достижении глубины 3680 м наблюдался, посадка бурильного инструмента, взяли квадрат и начали прорабатывать ствол скважины через одиночку до глубины 4244 м. В процессе проработке ствола скважины глинистый буровой раствор смешался с безглинистым ингибирующим буровым раствором, однако глинистая фаза легко удалялся с помощью вибросито и пескоотделителя. При достижении глубины 4244 м произведено подъем бурильного инструмента для шаблонирования ствола скважины и осмотра бурового долота, который работал в течение 150 часов. Процесс подъема бурильного инструмента из забоя скважины осуществлялось без осложнений и затруднений. Технологические параметры циркулирующего безглинистого ингибирующего бурового раствора оставался практически не измененными. В данное время на скв. № 3-01 площади Каражйда успешно продолжается процесс углубления с применением безглинистого ингибирующего бурового раствора на основе местных химических реагентов и материалов. На основании проведенных лабораторных исследований и полученных результатов, а также промышленного испытания состава безглинистого ингибирующего бурового раствора на скв. № 3-01 площади Каражйда можно сделать следующие выводы:

1. Безглинистые буровые растворы, плотность которых регулируется концентрацией водорастворимых солей и кислоторастворимых утяжелителей, имеют принципиальное преимущество перед глинистыми, при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольматанта, трудноудаляемого из ПЗП при освоении.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, рецептура бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных горизонтов, должна содержать кольматант, который способствует образованию качественной фильтрационной корки и ограничивает фильтрацию в пласт.

Буровые растворы плотностью 1600–2200 кг/м³ на основе бромидов кальция, цинка или их смесей обеспечивают относительно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и возможность почти полного восстановления проницаемости ПЗП (до 70–90 %), но область их применения ограничивается низкой термобарической устойчивостью и экологической опасностью.

4. Утяжеленные эмульсионные буровые растворы на основе хлорида натрия, бромида цинка, бромида кальция, бромида натрия и хлорида кальция способствуют повышению добычи нефти за счет сохранения естественных коллекторских свойств продуктивного горизонта.

5. Для вскрытия продуктивных пластов на месторождении «Каражйда» разработан состав утяжеленного бурового раствора на основе мраморной пудры, которая выпускается в промышленном цехе ООО «Нефтегазминерал».

6. Для получения требуемых значений плотности безглинистого ингибирующего бурового раствора рекомендовано использование вместо барита кислото-растворимый утяжелитель – карбонат железа, приготовляемый из сидеритовой руды и модифицирующих добавок по ТУ 39-00147-180-98.

7. Предложенный состав безглинистого ингибирующего бурового раствора на основе местных химических реагентов и материалов успешно внедрен на скв. №3-01 площади Каражйда.

Литература:

1. Крылов В.И., Крецул В.В. Методические указания по выбору промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов. – М. : Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.
2. Махаматхожаев Д.Р., Хужамов Х.Р. Результаты промышленного испытания облегченного безглинистого бурового раствора при капитальном ремонте скважин на месторождении Кокдумалак-136 : Сборник научных



трудов. Международная научно-техническая конференция «Современные проблемы и пути освоения нефтегазового потенциала недр» (22 ноября 2012 года). – Часть 1. – С. 273–276.

3. Махаматхожаев Д.Р. Нефтеэмульсионный буровой раствор для бурения нефтегазовых скважин в сложных геолого-технических условиях // Научный и информационный журнал «Материаловедение», Труды международной конференции «Рахматулинские-Ормонбековские чтения» (27–29 июня, 2013, г. Бишкек). – № 2/2013(3). – С. 241–244.

4. Крылов В.И., Крецул В.В. Реологические особенности буровых биополимерных жидкостей // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 9. – С. 54–56.

5. Ирматов Э.К., Бурнашев В.Ф., Хужаёров Б.Х. Влияние температуры на результаты соляно-кислотной обработки // Узбекский журнал нефти и газа. – 2014. – № 3. – С. 41–45.

6. Махаматхожаев Д.Р. Состав бурового раствора с закупоривающим свойством // Технология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 49–55.

7. Интернет сайт: www.oilgas.ru; www.drilling oil and gas.ru

References:

1. Krylov V.I., Kretsul V.V. Methodical instructions at the choice of flushing liquid for opening of productive layers. – M.: Rus. state. un-t of oil and gas of I.M. Gubkin, 2002.

2. Makhamatkhodzhayev D.R., Huzhamov H.R. Results of industrial test of the facilitated clay-free drilling mud fluid at workover on the Kokdumalak-136 field: Collection of scientific works. International scientific and technical conference «Modern Problems and Ways of Development of Oil and Gas Potential of a Subsoil» (on November 22, 2012). – Part 1. – P. 273–276.

3. Makhamatkhodzhayev D.R. Petroemulsion drilling mud fluid for drilling of oil and gas wells in difficult geological specifications // Scientific and information magazine «Materialovedeniye», Works of the international conference «Rakhmatulinskiye-Ormonbekovsky Readings» (on June 27–29, 2013, Bishkek). – № 2/2013(3). – P. 241–244.

4. Krylov V.I., Kretsul V.V. Rheological features of boring biopolymer liquids // Oil economy. – 2002. – № 9. – P. 54–56.

5. Irmatov E.K., Burnashev V.F., Huzhayorov B.H. Influence of temperature on results of salt and acid processing // Uzbek magazine of oil and gas. – 2014. – № 3. – P. 41–45.

6. Makhamatkhodzhayev D.R. Composition of drilling mud fluid with the corking property // Technology of oil and gas. – 2015. – № 4. – P. 49–55.

7. Internet website: www.oilgas.ru; www.drilling oil and gas.ru