

ОБРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Петров Н.А., Коренько А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф.

ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск

ЗАО «Нефтегазтехнология», г. Москва

ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа

В процессе бурения опытно-технологической скважины 1557/22 Сугмутского месторождения в горизонтальном участке скважины был применен в качестве основы полимерглинистый нарабатываемый буровой раствор, который применялся в обычных наклонных скважинах (Ноябрьского региона).

Химобработка раствора включала материалы и реагенты: бентопорошок ПБМА, СМС, Сайпан, Поликем-Д, ЛУБ-167. Модификация раствора заключалась в дополнительной обработке раствора полимерами и смазочными добавками (ЛУБ-167 и графит), а также комплексным ПАВ – СНПХ-ПКД-515. Последний придавал раствору ингибирующие (гидратацию глин) и поверхностно-активные свойства. Для повышения плотности раствора использовали карбонатный утяжелитель. В запасе имелась противоприхватная добавка Пайп-Лакс.

В горизонтальном участке предусматривалось установление фильтра ФСГ-146. Перед герметизацией пространства выше фильтра с помощью пакера ПДМ-146, промывочный раствор, находящейся в горизонтальном стволе, замещается на слабоконцентрированную соляную кислоту с добавкой катионного ПАВ - 0,5-1,5% гидрофобизатора ИВВ-1.

Разработка нефтяных залежей наклонно-направленными скважинами с горизонтальным участком ствола в продуктивном пласте ведется давно и успешно. Применение горизонтальных скважин позволяет увеличить объем добычи нефти из залежи за счет: повышенных дебитов нефти по сравнению с обычными наклонно-направленными скважинами; уменьшения вероятностей образования конусов воды и газа; добычи нефти из зон, недоступных для традиционного бурения (под населенными пунктами, промышленными объектами, угодьями в природоохранных и водоохранных зонах и др.); рентабельности добычи нефти из низкопродуктивных залежей и др.[1,2].

В Ноябрьском регионе, в частности на Сугмутском месторождении горизонтальные скважины начали бурить и эксплуатировать еще в 90-х годах. Упомянутое месторождение находится в зоне приоритетного природопользования. Залежь нефти на одном из его участков была вскрыта в пласте БС 9-2, который представляет собой сложнопостроенный песчано-глинистый коллектор с характерным для месторождений Западной Сибири

переслаиванием гидрофильных песчаников и аргиллитов. Кровля продуктивного пласта для центральной части залежи находится на отметке 2708 – 2714 м. Воды пластов БС 9-2 и АС 7 относятся к хлоркальциевому типу, а их минерализация меняется в пределах 12,10 – 17,03 г/л. Средняя пластовая температура на уровне водонефтяного контакта (ВНК) пласта БС 9-2 составляет 88°С, пластовое давление – 28,1 МПа.

На Сугмутском месторождении отложения сеномана не продуктивны. Исходя из опыта бурения наклонно-направленных эксплуатационных скважин, в интервале до 2700 м возможна потеря устойчивости стенок скважины и прихваты инструмента. При бурении скважин ниже башмака кондуктора обычно применяются солестойкие полимер-глинистые растворы.

Качественная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность раствора являются важными факторами при бурении скважин с горизонтальным окончанием [3]. Эффективно транспортировать твердые частицы можно путем придания соответствующей им энергии. Это обеспечивает турбулентный поток высокой скоростью течения. Повышенная концентрация шлама в растворе, возникающая при высокой скорости проходки долота, может превысить песконесущую способность раствора. Поэтому скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как один из главных параметров очистки ствола. При очень высокой скорости турбулентного потока большинство всех твердых частиц могут быть вынесены потоком. При низкой скорости потока частицы могут концентрироваться на нижней стороне стенки скважины, и в итоге формируется шламовая подушка.

Сложно определить скорость, необходимую для создания турбулентного потока в кольцевом пространстве. Кроме того, турбулентность не следует создавать при наличии эрозионно-чувствительных формаций или при ограниченной мощности насоса. Вращение бурильного инструмента инициирует спиральный поток, который помогает быстро удалить имеющийся шлам и предотвращает появление новых напластований - дюнообразование.

Приемлемой степени очистки скважины (раствором) можно достигнуть и при умеренных скоростях течения, то есть при ламинарном потоке, когда реологические свойства раствора подобраны правильно.

Реологические свойства раствора в турбулентном потоке нелинейны. Поэтому можно одновременно иметь низкие значения вязкости раствора и обеспечивать достаточную выносную способность

Высокие выносные и тиксотропные свойства растворов способствуют предотвращению в них седиментации твердой фазы. В тоже время они должны способствовать поддержанию минимальных гидравлических сопротивлений в процессе бурения. Это положительно влияет на показатели работы долот.

Качество очистки при ламинарном режиме более чувствительно к высоким значениям вязкости при малых величинах статического напряжения сдвига (СНС), которые должны быть пропорциональны динамическому напряжению сдвига (ДНС). Существует определенная зависимость между этими величинами и качеством очистки. Исходя из опыта работ, динамическое напряжение сдвига должно быть около 30-40 дПа, а пластическая вязкость – 15-20 мПа•с при сравнительно небольших величинах статического напряжения сдвига (СНС₁ - до 10 дПа и СНС₁₀ - до 40 дПа). Условную вязкость желательно удерживать на уровне 20-30 с.

Регулирование реологических свойств буровых растворов может осуществляться двумя путями: изменением концентрации коллоидной глинистой составляющей твердой фазы раствора и высокомолекулярными полимерными соединениями.

Устойчивость стенок скважины обеспечивается подбором плотности раствора, а также ингибирующих (гидрофобизирующих) и фильтрационных свойств. В частности, показатель фильтрации полимер-глинистых растворов должен быть предельно низким, около 3-5 см³/30 мин по прибору ВМ-6.

Ингибирующие свойства фильтрата раствора одновременно влияют на размер и свойства частиц шлама. Целесообразно организовать 4-х ступенчатую систему очистки бурового раствора, а для повышения эффективности работы очистных устройств (в большей степени вибросита, центрифуги и осадительной емкости) следует применять коагулянты и флокулянты.

Оптимальное содержание твердой фазы в буровом растворе, подаваемом в скважину, составляет не более 20-22%, в том числе количество коллоидной

глинистой составляющей – 1,6-1,8%, песок в растворе должен практически отсутствовать (или, по крайней мере, не превышать 0,5%).

При бурении горизонтального участка скважины необходимо применять смазочные добавки, снижающие до минимума коэффициент трения фильтрационной корки с бурильным инструментом.

Буровые растворы, которые успешно выполняли свои функции при бурении обычных наклонных скважин являются основой, безусловно требующей модификации для бурения горизонтального участка.

Полимер-глинистый тип раствора наиболее широко распространен в практике буровых работ в Ноябрьском нефтегазовом регионе. Химический состав бурового раствора в основном представлен: порошкообразными низкомолекулярными полимерами-производными целлюлозы, высокомолекулярными полиакриламидами (ПАА), поверхностно-активными веществами (ПАВ) комплексного действия, смазывающими добавками, и кислоторастворимыми утяжелителями (например, карбонатными).

Таким образом, химическая обработка бурового раствора при бурении из-под кондуктора до глубины 2700 м ведется в соответствии с действующим регламентом на бурение наклонно-направленных скважин. В интервалах бурения сильно искривленного участка из-под башмака промежуточной колонны (при наборе угла до 90%), а также при проходке горизонтального ствола скважины в продуктивном пласте, химическая обработка промывочной жидкости имеет ряд особенностей. В частности, она позволяет: предотвратить прихват инструмента, повысить эффективность очистки ствола от шлама, сохранить качество ствола скважины, улучшить качество вскрытия продуктивного горизонта и пр.

Для проводки опытно-технологической скважины 1557/22 Сугмутского месторождения (1997 г.) предлагалась следующая технология приготовления и обработки бурового раствора.

С помощью эжекторной установки готовится глинистая суспензия из глинопорошков высокого качества плотностью 1020-1030 кг/м³. Глинистый раствор обрабатывается реагентом КМЦ-700 или СМС (США) из расчета 200-250 кг сухого реагента на 100 м³ бурового раствора.

Обрабатывается буровой раствор реагентом КМЦ как в сухом виде, так и водным раствором. В случае необходимости пополнения объема циркулирующей жидкости используется водный раствор реагентов КМЦ и Сайпана (Япония) в соотношении 2:1. Растворение полимеров ведется в глиномешалке из расчета 2-3 кг КМЦ и 1,0-1,5 кг Сайпана на 1 м³ воды. В дальнейшем в данную водную композицию добавляется реагент Поликем Д (Кем-Трон, США) из расчета 0,5 кг на 1 м³ воды.

Реагент КМЦ-700 предназначен для снижения показателя фильтрации и регулирования реологических параметров раствора. Акриловый полимер Сайпан также понижает показатель фильтрации раствора, и, кроме того обеспечивает устойчивость стенок ствола скважины за счет своего капсулирующего (ингибирующего) действия. Высоковязкий ПАА - Поликем Д позволяет управлять реологическими свойствами раствора, проявляя флокулирующие и ингибирующие свойства.

Для придания раствору одновременно ингибирующих, гидрофобизирующих и поверхностно-активных свойств предлагалось использовать такие реагенты комплексного действия, как СНПХ-ПКД-515. Он представляет собой композицию неионогенного и катионоактивного ПАВ. Комплексный ПАВ сочетается практически со всеми применяемыми в регионе реагентами.

Для обработки бурового раствора используется водный раствор СНПХ-ПКД-515 в соотношении вода – реагент равном 3:1, и подается тонкой струей под прием насоса. Обработку раствора следует производить, начиная с выхода бурением из-под кондуктора.

Обработку смазочной добавкой ЛУБ-167 (Кем-Трон, США) следует также осуществлять при выходе бурением из-под кондуктора и постоянно поддерживать необходимую концентрацию реагента в растворе.

Лубрикант ЛУБ-167 позволяет эффективно снизить крутящий момент и сопротивление движению бурильного инструмента. Поскольку реагент ЛУБ-167 также совместим почти со всеми используемыми в регионе реагентами, то его можно использовать в любом буровом растворе на водной основе.

Для увеличения смазывающей способности раствора следует дополнительно применять графит из расчета 2-3% на объем циркулирующего раствора. Кроме того, для проводки скважины важно иметь в запасе противоприхватную добавку Пайп-Лакс фирмы Кем-Трон в количестве не менее 200 кг.

Для увеличения плотности бурового раствора до регламентируемых параметров необходимо использовать карбонатный утяжелитель.

С целью нейтрализации ионов Ca^{2+} при регулировании уровня pH можно использовать кальцинированную соду при расходе до 1,5 кг на 1 м³ раствора.

По мере увеличения длины горизонтального ствола и перед окончанием бурения (при последнем долблении) буровой раствор обрабатывается комбинированным водным раствором КМЦ-700 и Поликем Д в соотношении 6:1. Водный раствор равномерно вводится по циклу промывки скважины.

Технологические параметры бурового раствора по интервалам бурения 2700 – 2900 и 2900 – 3100 м по вертикали даны в таблице.

Последовательность обработки бурового раствора по указанным интервалам бурения следующая.

В интервале бурения 2700 – 2800 м буровой раствор обрабатывается реагентами КМЦ-700 в количестве до 1 тн, Сайпан – до 500 кг, Поликем Д – 100 кг. Предварительно прогидратированный бентонитовый глинопорошок вводится в раствор из расчета 5 – 7 тн бентопорошка марки ПБМА (Болгария) на 100 м³ раствора.

В процессе циркуляции раствора необходимо ввести 2 т смазочной добавки ЛУБ-167, 600 кг комплексного ПАВ типа СНПХ-ПКД-515 и карбонатный утяжелитель в количестве 20 тн.

При бурении в интервале 2900 – 3000 м буровой раствор дополнительно обрабатывается реагентами КМЦ-700 в количестве 400 – 800 кг, Сайпан – до 400 кг, Поликем Д – до 50 кг, ЛУБ-167 – до 700 кг, СНПХ-ПКД-515 – до 600 кг. При бурении непосредственно горизонтального ствола, буровой раствор обрабатывается полимерами КМЦ-700 в количестве до 2 т, Сайпан – до 700 кг и Поликем Д – 100 – 150 кг в сочетании с добавками ЛУБ-167 – до 2 тн, графита – 1 тн, СНПХ-ПКД-515 – до 600 кг.

Таблица 1

Параметры бурового раствора при бурении скв. 1557/22
Сугмутского месторождения

Забой скважины по вертикали	Параметры раствора											
	ρ , кг/м ³	УВ, с	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	СНС _{1/10} , дПа	τ_0 , дПа	η , мПа• с	ТФ, %	П, %	С _к , %	К _{тр} , град
Бурение сильноискривленного участка ствола												
2700 – 2800	1150 – 1170	25	5	0,5	9 – 10	6/10	30	15	12	до 0,5	1,8	1 – 2
2800 – 2900	1170	30	4	0,3	9 – 10	3/5	40	20	12	до 0,5	1,6	1 – 2
2 Бурение горизонтального участка												
2900 - 3000	1170	35	3	0,2	9 - 10	2/4	до 50	20	13	до 0,5	1,6	до 1
3000 - 3100	1170	35 - 40	3	0,2	9 - 10	3/5	до 50	20	13	до 0,1	1,6	до 1
Примечание: ρ – плотность, УВ – условная вязкость, ПФ – показатель фильтрации, К – толщина корки, рН – водородный показатель, СНС _{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин., τ_0 – динамическое напряжение сдвига, η – пластическая вязкость, ТФ – содержание твердой фазы, П – содержание песка, С _к – содержание коллоидной фазы, К _{тр} – коэффициент трения глинистой корки.												

Вполне логично, что при строительстве первых горизонтальных скважин на каждом месторождении, как правило, до минимума сокращают ненадежные участки, не перекрытые обсадными трубами.

Так, например перед бурением горизонтального участка ствола спускают промежуточную колонну с целью перекрытия малонадежных участков ствола скважины. По мере накопления опыта строительства пологих и горизонтальных скважин и повышения качества буровых растворов можно будет обойтись без спуска промежуточной колонны, что позволит существенно сэкономить капитальные затраты.

Действительно, строительство скважин с горизонтальным окончанием сопровождается определенным риском, связанным с возможными потерями устойчивости ствола в период с момента вскрытия бурением до крепления обсадной колонной. Вероятность потери устойчивости горных пород наиболее высока при больших зенитных углах искривления.

Но характер проявления свойств горных пород геологического разреза Сугмутского месторождения при больших зенитных углах искривления скважин практически не изучен. Поэтому на опорно-технологической скважине 1557/22 планировалось спустить промежуточную колонну на максимальную глубину (2680 м по вертикали) для того, чтобы при бурении горизонтального участка ствола все же вероятность потери устойчивости неперекрытого колонной труб интервала была минимальной или вовсе отсутствовала.

Поскольку спуск промежуточной колонны диаметром 0,245 м приводит к значительному удорожанию стоимости строительства горизонтальной скважины, полученная при бурении опорно-технологической скважины новая информация позволила оптимизировать конструкцию других горизонтальных скважин на Сугмутском месторождении.

При бурении данной скважины предусматривалась новая технология заканчивания, заключающаяся в обсаживании горизонтального участка нецементируемой обсадной колонной диаметром 0,146 м с заранее изготовленными и установленными фильтрами (ФСГ-146). В процессе спуска колонны, фильтры

выполняют функцию обсадной трубы, обеспечивая промывку скважины через башмак, а в процессе эксплуатации скважины обеспечивают гидродинамическую связь пласта со скважиной.

Перед герметизацией заколонного пространства выше горизонтального участка с помощью пакера ПДМ-146, глинистый раствор, находящийся в горизонтальном стволе, замещается на кислотный раствор.

В состав кислотного раствора входит: 4-6%-ая соляная кислота с добавкой водорастворимого катионного ПАВ (гидрофобизатор ИВВ-1) в количестве 0,5 – 1,5%. Под воздействием кислотного раствора частицы карбонатного утяжелителя растворяются, что приводит к восстановлению проницаемости коллектора. Вместе с тем катионоактивная добавка позволяет ингибировать коррозию обсадной колонны в процессе закачки кислотного раствора, замедлить нейтрализацию кислоты и гидрофобизировать поровое пространство призабойной зоны пласта (ПЗП), что при вызове притока облегчит очистку ПЗП от «загрязнений».

В связи с тем, что в горизонтальном участке ствола скважины устанавливается нецементируемый фильтр, то качество вскрытия продуктивного пласта по сути будет всецело зависеть от качества бурового раствора. Поэтому при бурении скважин с горизонтальным окончанием необходимо очень ответственно подходить к выбору типа промывочной жидкости и ее компонентного состава, а также к организации постоянного контроля за параметрами облагороженного бурового раствора, своевременного и легко управляемого регулирования его свойств.

Литература

1.Феллер В.В., Слюсарев Н.И. Предупреждение осложнений в процессе проводки и повышение продуктивности горизонтально направленных скважин //Повышение качества строительства скважин: Сб. науч. тр / УГНТУ; Международ. науч.-техн. конф.- Уфа: Монография, 2005.- С.50-53.

2. Салихов Р.Г., Глухов С.Д., Баянов В.М.и др. Бурение горизонтальных скважин со вскрытием продуктивной части пласта на депрессии // Передовые технологии строительства и ремонта скважин: Материалы 1-ой науч.- практ. конф., Пермь, 23-24 нояб.2004г.: Сб.науч.тр./СПб., 2005.- С.23-32.

3.Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин // Повышение качества строительства скважин: Сб. науч. тр / УГНТУ; Международ. науч.-техн. конф.- Уфа: Монография, 2005.- С.113-115.