УДК 622.248.9

ИНГИБИРУЮЩИЕ БИОПОЛИМЕРНЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

INHIBITING BIOPOLYMER DRILLING FLUIDS FOR HORIZONTAL WELLS

Приведенный М.В.
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет

Бекетов С.Б.
доктор технических наук,
профессор,
Северо-Кавказский
федеральный университет

Мойса Ю.Н.
кандидат химических наук,
директор ООО «НПО «Химбурнефть»

Марусов М.А.
кандидат химических наук,
начальник службы буровых растворов –
заместитель главного инженера
ООО «СервисПромКомплектация»

Privedennyy M.V.
North Caucasus Federal University

Beketov S.B.
Doctor of Technical Sciences,
Professor,
North Caucasus Federal University

Moisa Yu.N.
Candidate of Chemical Sciences,
Director of NPO Himburneft LLC

Marusov M.A.
Candidate of Chemical Sciences,
Head of Drilling Fluids Service –
Deputy Chief Engineer
ServisPromKomplektatsiya LLC

Аннотация. Исследованы физико-химические и технологические свойства ингибирующих биополимерных буровых растворов на основе нитрата кальция для бурения и вскрытия горизонтальных стволов скважин. Для приготовления ингибирующего биополимерного бурового раствора использован нитрат кальция в сочетании с органическим ингибитором глин ХБН и регуляторами межфазного поверхностного натяжения фильтрата «Цвиттер-ПАВ». Новые ингибирующие биополимерные буровые растворы имеют низкие значения показателя фильтрации, улучшенные смазочные и поверхностно-активные свойства.

Ключевые слова: минеральные и органические ингибиторы глин, краевой угол смачивания, межфазное поверхностное натяжение, структурно-реологические, фильтрационные, ингибирующие и смазочные свойства биополимерных буровых растворов.

Annotation. This article analyzes the main types of vibrations drilling equipment, arising in the course of construction of wells: axial transverse and torsional, the nature of their occurrence, the causes of possible manifestations and complications that are the result of their action. The necessary measures to reduce their negative impact and ways to increase the efficiency of work are also considered. For a long time, scientists have studied only the axial vibrations of the drill string. This is due to the fact that in the recent past, in most cases, when drilling wells, low-torque roller bits were used, which are poorly exposed to torsional vibrations, and the fixation of transverse vibrations without specialized equipment is not possible.

Keywords: torsional vibrations, transverse vibrations, axial vibrations, damper, shock absorber, and the layout of the bottom hole Assembly, drill bit, roller cone dilator, the centralizer, drill string.

*Памяти **Эдуарда Вартановича Бабаян***
профессионала буровых технологий, автора книг и публикаций
по нефтегазовому делу, выпускнику Грозненского Нефтяного Института,
кандидату технических наук ВНИИКРнефть и ОАО «НПО «Бурение»

Наиболее эффективными и часто применяемыми для бурения горизонтальных скважин и вскрытия нефтегазовых продуктивных пластов являются ингибирующие биополимерные буровые растворы на водной основе (РВО). В качестве минеральных ингибиторов в составе ингибирующих биополимерных РВО наиболее широко применяется хлорид калия в концентрациях до 14 %. Для приготовления ингибирующих биополимерных РВО более высокой плотности без применения барита можно использовать минеральный ингибитор – нитрат кальция ($Ca(NO_3)_2$) который является азотным удобрением и более экологичен по сравнению с хлоридом калия.

Ранее [1, 2] для ингибирующих биополимерных РВО на основе нитрата кальция было установлено, что применение органического ингибитора глин ХБН в сочетании с ингибирующей смазочной добавкой ФК-2000 Плюс и сульфированным асфальтеном обеспечивает высокую стабильность технологических параметров, улучшенные ингибирующие и смазочные свойства при бурении скважин в неустойчивых глинистых отложениях. С целью сохранения продуктивности нефтегазовых коллекторов при первичном вскрытии и бурении горизонтальных скважин необходимо значительно улучшить физико-химические свойства РВО путем снижения межфазного поверхностого натяжения (σ, мН/м) фильтрата на границе с углеводородами (нефтью, газовым конденсатом) до значений показателей фильтратов растворов на углеводородной основе (РУО) [3, 4].

Проведены лабораторные исследования по разработке новых ингибирующих биополимерных РВО на основе $Ca(NO_3)_2$, органического ингибитора глин ХБН, смазочной ингибирующей добавки ФК Плюс и промышленных аминоксидов типа «Цвиттер-ПАВ» марок: СПО 10 (децил-диметиламиноксид) и СПО 1214 (лаурил-миристил диметиламиноксид). Отличительной особенностью «Цвиттер-ПАВ» является их химическое строение: одновременно имеются функциональные группы с выраженными положительным и отрицательным зарядами.

Для измерения краевого угла смачивания (КУ, ϴ, градус) и межфазного поверхностного натяжения (ПН, Ϭ, мН/м) фильтратов биополимерных ингибирующих на основе нитрата кальция РВО применен прибор DSA 25 (KRUSS GmbH, Германия), который обеспечивает измерение краевого угла смачивания твердой фазы методом «лежачей капли» на границе «фильтрат – кварц - воздух» и межфазного поверхностного натяжения методом «висящей капли» фильтрата биополимерного РВО в среде углеводорода по стандарту ASTM D1331.

Замеры реологических параметров производились на 6-ти скоростном ротационном вискозиметре FANN 35 S, показатель фильтрации на фильтр-прессе низкого давления по стандартной методике API при комнатной температуре и давлении 0,7 МПа (100 фунтов / кв.дюйм).

Коэффициент трения (липкости) на границе «фильтрационная корка - металл» замерялся прибором КТК-2 на воздухе после 3 мин статической выдержки груза на фильтрационной корке, динамический коэффициент трения (Ктр) измеряли в среде бурового раствора на границе пары «металл – металл» на приборе EP/Lubricity Tester при нагрузке прижатия 16,95 Нм (150 фунт-сила·дюйм) и скорости вращения вала 60 об/мин по ГОСТ Р 56946-2016.

Ингибирующие свойства (По, см/час) биополимерных буровых растворов определяли в соответствии с методикой РД 39-00147001-773-2004 Прил. 8.

Состав ингибирующего биополимерного на основе нитрата кальция РВО базовой основы БР-9 состоял из: 0,4 % биополимера «Duo Vis», 1,2 % крахмального реагент «Techno Gel BW», 2,3 % солестойкой смазывающей ингибирующей добавки «ФК Плюс», 3,8 % органического ингибитора ХБН, 2,3 % карбонатного кольматанта «Карболюкс 100/10», 8,5 % $Ca(NO_3)_2$ и 1,9 % сульфированного асфальтена APS.

Базовый ингибирующий биополимерный буровой раствор (БР-9) имел следующие физико-химические и технологические параметры: плотность по ВРП-1 – 1070 кг/м^3, условную вязкость (УВ) по вискозиметру воронке ВВ-1 (500/700) – 52 сек, пластическую вязкость (ПВ, PV) 15 сПз, динамическое напряжение сдвига ДНС 143,6 дПа (YP 30 фунтов/100 кв.футов), статическое напряжение сдвига СНС при 3 об/мин через 10 сек и 10 минут 62,2/86,2 дПа (13/18 фунт/100 кв.футов), фильтрацию (водоотдачу) при 0,7 МПа за 30 минут – 2,8 см^3, водородный показатель pH = 7,0, коэффициент трения (липкости) на границе «фильтрационная корка – металл» на КТК-2 составил 0,079 (4°30′), динамический коэффициент трения бурового раствора по ГОСТ Р 56946-16 на границе «металл-металл» $К_{тр}$ = 0,27.

После введения в базовый БР-9 ингибирующий биополимерный РВО аминоксидного типа «Цвиттер – ПАВ» марок: 0,4 % СПО 10 (децилдиметиламиноксид, БР-10) и 0,3 % СПО 1214 (лаурил-миристил диметиламиноксид, БР-11) установлено, что технологические параметры (плотность, показатель фильтрации, структурно-реологические свойства) ингибирующего РВО фактически сохранились при улучшении значений величины Ктр буровых растворов для БР-10 на 29,6 % и для БР-11 на 40,7 % (табл. 1).

Таблица 1

Номер раствора	ρ, г/см^3	Ф30, см^3	η пл., сПз	ДНС, фунт/ 100 фут^2 (дПа)	$СНС_{10/10}$, фунт/ 100 фут^2 (дПа)	$К_{тр}$ (градус) «фильтрационная корка – металл» на КТК-2	$К_{тр}$ «металл-металл» (%)
БР-9	1,070	2,8	15	30 (143,6)	13 / 18 (62,2 / 86,2)	0,079 (4о 30^1)	0,27 (0,0)
БР-10	1,070	2,8	18	30 (143,6)	13 / 18 (62,2 / 86,2)	0,069 (40)	0,19 (29,6)
БР-11	1,070	3,0	18	30 (143,6)	13 / 18 (62,2 / 86,2)	0,069 (40)	0,16 (40,7)

С целью дальнейшего улучшения ингибирующих свойств при сохранении плотности биополимерного РВО и снижения блокирующего действия фильтрата РВО на коллекторские свойства продуктивного пласта горизонтальных участков скважин базовый ингибирующий буровой раствор (БР-9) был дополнительно обработан 3,0 % органического ингибитора глин ХБН, 8,5 % нитрата кальция $Ca(NO_3)_2$ и увеличенным содержанием «Цвиттер – ПАВ » в количестве 0,9 % СПО 1214 (БР-12) и 0,8 % СПО 10 (БР-13) из расчета на концентрацию основного вещества ПАВ.

В таблице 2 приведены результаты измерения технологических параметров улучшенных ингибирующих биополимерных РВО БР-12, БР-13 в сранении с базовым БР-9.

Таблица 2

Номер раствора	ρ, г/см^3	Ф30, см^3	η пл., сПз	ДНС, фунт/ 100 фут^2 (дПа)	СНС$_{10/10}$, фунт/ 100 фут^2 (дПа)	$K_{тр}$ (градус) «фильтрационная корка – металл» на КТК-2	$K_{тр}$ «металл-металл» (%)
БР-9	1,070	2,8	15	30 (143,6)	13 / 18 (62,2 / 86,2)	0,079 (4° 30^1)	0,27 (0,0)
БР-12	1,108	2,8	13	20 (95,7)	7 / 9 (33,5 / 43)	0,073 (4°)	0,16 (40,7)
БР-13	1,105	3,0	13	20 (95,7)	9 / 10 (43 / 47,8)	0,08 (4° 30^1)	0,19 (29,6)

Результаты измерения краевого угла (КУ, Ɵ, градус) смачивания твердой фазы методом «лежачей капли» на границе «фильтрат – кварц - воздух» и межфазного поверхностного натяжения (Ϭ, ПН) методом «висящей капли» фильтрата биополимерного РВО в среде углеводорода на приборе DSA 25 (KRUSS GmbH Германия) по стандарту ASTM D1331 буровых растворов БР-9, БР-10, БР-11, БР-12, БР-13 приведены в таблице 3.

Таблица 3

Номер раствора	Краевой угол смачивания «фильтрат - кварц -воздух»,Ɵ,градус	Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород», Ϭ, мН/м	Ингибирующие свойства По, см/час
БР-9	48,2	9,1	2,40
БР-10	59,0	6,9	2,36
БР-11	62,0	6,4	2,28
БР-12	89,0	2,8	1,42
БР-13	84,0	3,2	1,46

Из представленных в таблице 3 данных следует, что фильтраты БР-12 и БР-13 имеют высокие значения краевых углов смачивания в среде углеводорода и улучшенные (более низкие) величины межфазного поверхностного натяжения по сравнению с фильтратами БР-10 и БР-11. Из представленных данных следует, что применение в рецептуре базового (БР-9) биополимерного ингибирующего на основе нитрата кальция бурового раствора дополнительно 3,0 % органического ингибитора глин ХБН, 0,9 % СПО 1214 (БР-12) и 0,8 % СПО 10 (БР-13) и 8,5 % $Ca(NO_3)_2$ обеспечивает по отношению к базовому биополимерному раствору БР-9 улучшение поверхностно-активных свойств фильтратов БР-12 и БР-13 по краевому углу смачивания и межфазному поверхностному натяжению.

Выводы

1. Исследованы физико-химические и технологические свойства ингибирующих биополимерных буровых растворов на основе нитрата кальция для бурения горизонтальных скважин в продуктивных нефтегазовых пластах. Для приготовления ингибирующего биополимерного РВО в качестве регулятора плотности и ингибирующей добавки использовано азотное удобрение $Ca(NO_3)_2$ в сочетании с органическими ингибиторами глинистых минералов ХБН и ФК Плюс.
2. В качестве понизителей межфазного поверхностного натяжения фильтрата ингибирующего биополимерного РВО применены промышленные экологически безопасные «Цвиттер-ПАВы» аминоксидного типа марок СПО 10 и СПО 1214.
3. Установлено, что ингибирующие биополимерные РВО на основе нитрата кальция обладают типичными для биополимерных буровых растворов структурно – реологическими, фильтрационными и смазочными свойствами для успешного горизонтального бурения, и необходимые для качественного вскрытия продуктивных нефтегазовых горизонтов улучшенные ингибирующие и поверхностно - активные свойства.

Список литературы:

1. Мойса Ю.Н. Высокоингибирующие биополимерные буровые растворы серии «HBN BIO PRO» для бурения в сложных горно-геологических условиях / Ю.Н. Мойса, А.В. Шишкин, А.Н. Макаров // НТЖ Нефть, газ, новации. – 2017. – № 11. – С. 44–49.
2. Буровые растворы на основе нитрата кальция с добавками асфальтенов и ингибитора ХБН / М.В. Приведенный [и др.] // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 3. – С. 35–42.
3. Бабаян Э.В. Буровые технологии. – 2-е изд., доп. – Краснодар : Советская Кубань, 2009. – С. 219–272.
4. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2019. – С. 595–609.

List of references:

1. Moisa Yu.N. High-inhibiting biopolymer drilling muds of the «HBN BIO PRO» series for drilling in difficult geological conditions / Yu.N. Moisa, A.V. Shishkin, A.N. Makarov // NTZh Oil, gas, innovations. – 2017. – № 11. – P. 44–49.
2. Calcium nitrate-based drilling muds with additives of asphaltenes and CBN inhibitor / M.V. Quoted [et al.] // NTJ Onshore and Offshore Oil and Gas Well Construction. – 2024. – № 3. – P. 35–42.
3. Babayan E.V. Drilling technologies. – 2nd edition, supplemented. – Krasnodar : Soviet Kuban, 2009. – P. 219–272.
4. Koshelev V.N. Flushing of oil and gas wells. – M. : Nedra Publishing House LLC, 2019. – P. 595–609.