

## Способы борьбы с дифференциальными прихватами Differential Sticking Control Methods

А.Я. Третьяк, д. т. н., академик РАН, Ю.М. Рыбальченко, к. т. н., доцент,  
С.И. Лубянова, ст. преподаватель, Ю.Ю. Турунтаев, магистр, Южно-Российский  
государственный политехнический университет (Новочеркасский политехнический  
институт) им. М.И. Платова

A. Tretyak, Yu. Ribal'chenko, S. Lubyanova, Yu. Turuntaev

### АННОТАЦИЯ

Приведена общая характеристика прихватов. Показано, что наибольшее число осложнений происходит по причине дифференциальных прихватов. Подробно рассмотрен дифференциальный прихват и способы его ликвидации. Предложен на уровне изобретения буровой раствор с высокой смазывающей и антиприхватной способностью. Выполненные лабораторные испытания подтвердили высокое качество бурового раствора, что позволяет рекомендовать его для широкого внедрения в практику буровых работ, особенно при бурении наклонных и горизонтальных скважин в сложных условиях.

### ABSTRACT

The main characteristics of differential sticking are described. It is shown that most of complications are due to differential sticking. There is a detailed description of differential sticking and the ways to eliminate this effect. Drilling mud with high lubricating properties that prevent differential sticking is proposed at the invention level. Experimental tests proved high quality of drilling mud thus allowing to recommend its large-scale implementation in drilling operations, especially for drilling directional and horizontal wells in harsh conditions.

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты. Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалив-

шейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Наиболее часто происходят прихваты шламом или обвалившейся породой. Обычно они возникают при подъеме инструмента, однако при продолжительном прекращении циркуляции может быть прихвачена и неподвижная колон-



на. Иногда такие прихваты возникают при спуске инструмента в скважину. Прихваты шламом или обвалившейся породой создают наибольшую угрозу. Как правило, освободить колонну, прихваченную шламом или обвалившейся породой, труднее, чем колонну, заклинившуюся на участке со сложной геометрией ствола или колонну, прихваченную под действием дифференциального давления. При ликвидации таких прихватов теряется больше оборудования и чаще приходится забуривать боковой ствол. Большая часть прихватов шламом или обвалившейся породой возникает при подъеме инструмента. Причиной прихватов шламом или обвалившейся породой является некачественная очистка или слабая устойчивость стенок скважины.

Дифференциальный прихват возникает, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная бурильная колонна вдавливается в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности этого пласта. Трение между бурильной колонной и породой пласта возрастает настолько, что сдвинуть колонну с места становится невозможно. Такие прихваты возникают намного чаще в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. И если бурильная колонна долго остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Заклинивание на участках со сложной геометрией ствола происходит там, где форма КНБК не соответствует форме ствола. Иногда КНБК не может свободно пройти через такой участок. Если же КНБК продвигают в такой участок под большой нагрузкой, возможен прихват. Другими словами, прихваты на участках со сложной геометрией ствола возникают при перемещении бурильной колонны вверх или вниз по стволу.

Правильное определение проблемы является первым шагом в процессе ее решения. Поэтому процесс ликвидации прихвата начинается с определения его механизма. После определения механизма можно немедленно приступить к ликвидации прихвата. Совершенно необходимо как можно быстрее и правильнее выполнить начальные действия. Что бы ни было причиной прихвата – со временем ситуация усложняется. По статистике, в 50% всех случаев прихваченную колонну удается освободить в течение первых четырех часов после возникновения прихвата, в то время как по истечении первых четырех часов этот показатель снижается до 10%. Освобождением колонны решение проблемы не заканчивается. Завершающей стадией процесса решения любой проблемы является анализ и оценка выполненных действий для того, чтобы можно было извлечь урок и усовершенствовать свою работу. После того как установлен механизм прихвата, можно выполнять начальные действия по освобождению прихваченной колонны.

**Если произошел прихват шламом или обвалившейся породой, то необходимо:**

Сбросить давление, возросшее из-за образования пробки, а затем создать небольшое давление (слишком большое давление вдвинет КНБК, как поршень, дальше в пробку). Небольшое давление требуется для того, чтобы восстановить циркуляцию, если удастся сдвинуть колонну с места).

Приложить крутящий момент и произвести удар вниз яссом. Если ясс не включен в компоновку или не работает, приложить крутящий момент и максимальную осевую нагрузку, чтобы сдвинуть бурильную колонну в направлении, противоположном тому, в котором она двигалась до прихвата. Если попы-



таться приподнять бурильную колонну, она еще дальше зайдет в пробку. Цель заключается в том, чтобы сместить колонну и восстановить циркуляцию, чтобы размыть пробку и вынести материал пробки вверх по стволу) (следует отметить, что если ко времени возникновения прихвата колонну перемещали вниз в сильно наклонной скважине, то нужно попытаться приподнять ее или произвести удар яссом вверх без вращения).

Если удастся восстановить циркуляцию в какой-то степени, нужно увеличить расход до максимума, который возможен без поглощения. Продолжать циркуляцию, пока скважина не будет очищена.

Проработать интервал прихвата и вернуть инструмент на забой, промыть скважину перед спуском обсадной колонны или скважинных приборов.

**Если произошел дифференциальный прихват**, то необходимо:

Немедленно приложить максимальный крутящий момент и довести его до места прихвата.

Продолжать циркуляцию с максимально допустимым расходом (выполнять одновременно с приложением крутящего момента). (Если в компоновку включен ясс, то на время удара вниз снизить подачу насоса до минимума, чтобы не противодействовать удару).

Поддерживая крутящий момент, резко разгрузить колонну, создавая максимальную осевую нагрузку. Ни в коем случае нельзя пытаться приподнять колонну! (Это приведет только к осложнению прихвата, а натяжение колонны уменьшит значение крутящего момента, который можно безопасно приложить к бурильной колонне).

Если в колонне есть ясс, нужно произвести удар вниз (не забывать снизить подачу насоса до минимума, чтобы не ослабить удар).

**Если произошло заклинивание на участке со сложной геометрией ствола**, то необходимо:

Произвести удар яссом в направлении, противоположном тому, в котором двигалась колонна до прихвата. Приложить крутящий момент при ударах вниз, но никогда не прикладывать крутящий момент при ударах вверх.

Не нужно забывать про давление циркулирующего бурового раствора при зарядании ясса или нанесении ударов. При увеличении этого давления удар ясса вверх усиливается, а удар вниз ослабляется. Это же давление мешает заряданию ясса для удара вверх и помогает заряданию для удара вниз.

Есть несколько факторов, способствующих возникновению дифференциального прихвата: проницаемые пласты, репрессия, толстая фильтрационная корка, контакт колонны со стенкой скважины, неподвижное состояние колонны, время, поперечная нагрузка, невнимательность бурильщика.

Обычно для возникновения дифференциального прихвата требуется наличие шести первых факторов. Если присутствуют только пять из них, то прихват маловероятен. Седьмой фактор, поперечная нагрузка, не является обязательным для возникновения прихвата, но он весьма способствует этому. Все эти факторы оказывают влияние на обусловленную дифференциальным давлением силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Рассмотрим каждый из этих факторов отдельно.

Дифференциальный прихват может произойти только в интервале проницаемого пласта. Прихват внутри обсадной колонны невозможен за исключением тех случаев, когда в ней появились каналы жидкости, например, перфорационные отверстия или негерметично-



сти вследствие износа. Проницаемые пласты могут быть сложены, например, песчаниками и трещиноватыми породами. Возможен прихват в интервале глинистых пород, если они рассечены трещинами и проницаемы. Иногда прихваты возникают в обсадной колонне, в интервале перфорации или в местах потери герметичности вследствие внутреннего износа. Если в разрезе нет проницаемого пласта, то не будет фильтрационной корки и дифференциального давления.

Для возникновения дифференциального прихвата пласт не обязательно должен иметь высокую проницаемость. Он должен лишь быть достаточно проницаемым для образования фильтрационной корки. Фильтрационная корка представляет собой «засоренный слив», через который протекает фильтрат бурового раствора. Поэтому проницаемость пласта должна быть лишь такой, чтобы обеспечить отток фильтрата от фильтрационной корки. Таким образом, нужно больше беспокоиться о проницаемости фильтрационной корки, чем о проницаемости пласта. Неконсолидированные пласты обычно имеют более высокую проницаемость, и на их поверхности образуется более проницаемая фильтрационная корка, чем на консолидированных пластах. Чем выше проницаемость, тем больше опасность возникновения дифференциального прихвата. Однако проницаемость способствует возникновению дифференциального прихвата в меньшей степени, чем некоторые другие факторы.

Репрессия способствует возникновению дифференциального прихвата в наибольшей степени. Это объясняется тем, что она больше других факторов влияет на силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Эта сила равна произведению

дифференциального давления на площадь поверхности контакта:

$$F_{\text{пр}} = P_{\text{диф}} \cdot S,$$

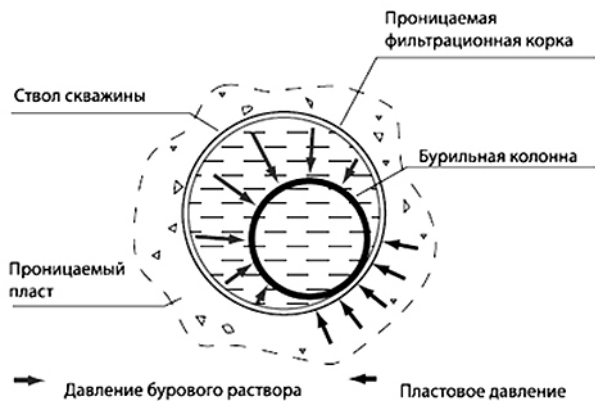
где  $F_{\text{пр}}$  – прижимающая сила Н,  $P_{\text{диф}}$  – дифференциальное давление, Па,  $S$  – площадь поверхности контакта, м<sup>2</sup>.

Очевидно, что более высокое дифференциальное давление создает большую прижимающую силу. Важно отметить, что дифференциальное давление, прижимающее буровую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой, не равно репрессии. Репрессия означает превышение давления в скважине над пластовым давлением. Под дифференциальным давлением понимается разность давлений по обе стороны некоторой поверхности.

Дифференциальный прихват происходит в интервалах проницаемых пластов (песчаников, алевролитов, мела) при фильтрации бурового раствора. Графически механизм возникновения прихвата во время бурения представлен на рис. 1. Одно из основных условий возникновения прихвата – превышение забойного (гидростатического) давления над давлением в проницаемом коллекторе, которое существует всегда, поскольку это неизменное условие бурения скважины. Второе непременно условие возникновения дифференциального прихвата – нахождение инструмента в неподвижном состоянии (при наращивании и т.д.) в интервале проницаемого пласта. В зависимости от интенсивности фильтрации дифференциальный прихват может возникнуть в течение считанных минут при указанных условиях.

Дифференциальный прихват является аварийной ситуацией при строительстве скважин, поэтому существует множество инструкций по предупреждению и борьбе с прихватами, включающих следующие мероприятия:





**Рисунок 1 – Механизм возникновения дифференциального прихвата во время бурения**

- использование высококачественных буровых растворов с высокой смазывающей способностью, дающих тонкие плотные корки на стенках скважины;
- обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока бурового раствора;
- обеспечение полной очистки бурового раствора от обломков выбуренной породы;
- регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;
- утяжеление бурового раствора при вращении бурильной колонны;
- отслеживание температуры раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;
- использование профилактических добавок в утяжеленные буровые растворы: нефть (10–15%), графит (не более 0,8%), поверхностно-активные вещества;
- установка гидравлических и механических яссов;
- установка различных жидкостных ванн на основе как водных растворов солей или кислот, так и углеводородов [1].

Принцип ликвидации дифференциального прихвата заключается в снижении градиента (перепада) давления на стенку скважины в направлении проницаемого пласта путем разупрочнения и разрыхления фильтрационной корки, находящейся в зоне дифференциального прихвата. Наиболее эффективный способ заключается в проникновении антиприхватной жидкости скважины через фильтрационную корку бурового раствора путем растрескивания, что позволяет сделать ее проницаемой для углеводорода за счет образования в ней каналов большого диаметра, и, как следствие, увеличения фильтрации жидкости в зоне прихвата. По образовавшимся каналам углеводородная жидкость поступает из скважины в поры пласта и снижает перепад давления в системе «скважина – пласт», что приводит к «освобождению» от дифференциального прихвата. Для ускорения растрескивания и фильтрации антиприхватной жидкости необходимы специальные поверхностно-активные добавки, позволяющие облегчить проникновение углеводородного носителя через фильтрационную корку.

Детальное изучение технологии бурения скважин, геологических осложнений и аварий на Ямбургском газоконденсатном месторождении (ЯГКМ) позволяет сделать вывод о том, что применяемый для промывки скважины буровой раствор не удовлетворяет в полной мере высоким требованиям, необходимым для проходки вязких глин, особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. И, как результат, происходит образование на стенках скважины некачественной полимерглинистой корки, обладающей невысокими фильтрующими и ингибирующими свойствами, что и является основной причиной возникновения дифференциальных прихватов.



Сотрудниками кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГПУ (НПИ) предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами. Буровой раствор предназначен для бурения нефтегазовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин, представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменением целостности ствола скважины.

Поставленная задача решается за счет того, что буровой раствор для бурения скважин, включающий полианионную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, дополнительно содержит мраморную крошку, отходы растительного масла, ГКЖ-11, сульфанол, при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка – 5–10, полианионная целлюлоза – 2–10, сульфанол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонат калия – 1–4, ацетат калия – 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении мас. %: 55/45–80/20.

Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противприхватных свойств бурового раствора на ингибирующей основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как

результат, – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных скважин.

В настоящее время подана заявка на изобретение по составу бурового раствора. Улучшение ингибирующего качества раствора достигается за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта лабораторно подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения в раствор реагентов – ингибиторов набухания глин: хлористый калий (KCl), бишофит ( $MgCl \cdot 6H_2O$ ), ацетат калия ( $CH_3COOK$ ), кремний-органическая жидкость (ГКЖ-11), феррохромлигносульфонат (ФХЛС), метилсиликонат калия ( $CH_3SiO_2K$ ). Сочетание именно этих шести основных реагентов-ингибиторов представляет найденную наиболее синергетически выгодную их комбинацию для бурения скважин в осложненных условиях.

Выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: KCl, бишофит, ацетат калия, ГКЖ-11, метилсиликонат калия, ФХЛС. В качестве растительных масел могут использоваться отходы, получаемые при изготовлении соевого, подсолнечного, хлопкового, кукурузного, рапсового и других масел. Сульфанол выполняет функцию эмульгатора, который представляет собой синтетическое ПАВ анионного типа в виде порошка, хорошо растворимое в воде, образующее прочную эмульсию. Мраморная крошка является структурообразователем. Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) служит регулятором фильтрации. В качестве пеногасителя чаще всего используется пента 465. Барит как



утяжелитель применяется в количестве от 0,5% до 10%.

Реологические показатели раствора способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины [2, 3, 4].

Предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высоко-

молекулярный ингибирующий раствор, обладающий очень высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами. Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 1.

Предлагаемый буровой раствор готовится непосредственно в полевых усло-

**Таблица 1 – Буровой раствор**

Состав химических реагентов	Раствор № 1	Раствор № 2	Раствор № 3	Раствор № 4	Раствор № 5	Раствор № 6	Раствор № 7	Раствор № 8	
Мраморная крошка	5,0	6,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,0	10	
ПАЦ 85/700	5,0	6,0	6,5	7,0	7,0	8,0	9,0	10	
KCl	2,0	2,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5	
ФХЛС	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	4,5	5	
CH <sub>3</sub> SiO <sub>2</sub> K	1,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4	
CH <sub>3</sub> COOK	1,5	1,5	1,5	2,0	2,5	3,0	3,0	4	
MgCl·6H <sub>2</sub> O	2,0	2,0	2,5	2,0	3,5	4,0	4,0	5	
Сульфанол	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,5	4,5	5	
ГКЖ-11	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4,0	4,0	5	
Пеногаситель	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	
Барит	0,5	1	1	2	2	3	4	5	
Жидкая фаза – остальное, масло/вода	55/45	60/40	65/35	65/35	70/30	75/25	75/25	80/20	
Параметры раствора	плотность, г/см <sup>3</sup> (ареометр)	1,16	1,18	1,19	1,20	1,20	1,21	1,21	1,22
	вязкость, с (СПВ-5)	30	32	33	34	35	36	37	40
	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин (ВМ-6)	3,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,0	0,5	0
	Коэффициент трения (КТК-2)	0,15	0,14	0,17	0,12	0,12	0,08	0,09	0,06

виях, на имеющемся оборудовании. Все необходимые химреагенты предварительно завозятся на буровую. Сначала приготавливается раствор из мраморной крошки и воды, который обрабатывается полианионной целлюлозой. Все остальные химреагенты вводятся в

растворомешалку с постоянным перемешиванием. Порядок загрузки химреагентов следующий: продукт переработки растительного масла, KCl, ФХЛС, CH<sub>3</sub>COOK, CH<sub>3</sub>SiO<sub>2</sub>K, MgCl·6H<sub>2</sub>O, сульфанол, ГКЖ-11, пеногаситель, барит. Определение реологических характе-



ристик бурового раствора осуществляется по стандартным методикам. Буровой раствор необходимо обрабатывать рекомендуемыми химреагентами после 4-ступенчатой очистки. Для приготовления раствора применяется диспергатор высокого давления.

Механизм ингибирования заключается в следующем: при введении в буровой раствор ингибирующих добавок происходит физико-химическое воздействие глины и катиона, который замещает свободные, отрицательно заряженные участки в кристаллической решетке глинистых частиц. При катионном обмене активизируются ранее пассивные участки глины. Адсорбция на глинистых частицах катион ингибирующего реагента повышает их устойчивость к увлажнению, снижает набухание и разупрочнение глины.

Одним из основных условий сохранения устойчивости стенок скважины является обеспечение минимально возможного показателя фильтрации до  $0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ . Это условие выполняется с помощью полианионной целлюлозы (ПАЦ 85/700).

Установлено, что основную роль в интенсификации процесса разупрочнения глины играет не исходная влажность, а насыщение фильтратом бурового раствора под действием репрессии на пласт. Поглощение фильтрата бурового раствора происходит не столько под действием перепада давления в системе «скважина – пласт», сколько в результате физико-химического воздействия, развивающегося в самой глинистой породе. Наиболее оптимальными, с точки зрения устойчивости стенок скважины, являются случаи, когда в системе «скважина – пласт» устанавливается осмотическое равновесие либо осмос направлен из пласта в скважину. Несмотря на то что в случае действия осмоса из пласта

в скважину происходит изменение показателей бурового раствора, гораздо легче управлять ими и поддерживать их в заданных пределах, чем бороться с осложнениями уже после дестабилизации ствола скважины. Следовательно, устойчивость глины будет зависеть от правильно выбранных химреагентов и в первую очередь от ингибирующего раствора. Это и есть первоочередная задача, требующая решения.

Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервалы пород представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами и сооружать вертикальные скважины, а также наклонно-направленные и горизонтальные.

Предлагаемые для ингибирования указанные реагенты позволяют осуществлять управляемую коагуляцию, поддерживать показатель pH-среды в требуемых пределах, регулировать структурно-реологические, фильтрационные показатели и оптимальный уровень лиофильности. Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на углеводородной основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как следствие, – отсутствие образования желобов в стволе скважины.

Выполненные лабораторные исследования помогли установить, что применение шести именно таких ингибиторов набухания глины одновременно в одном растворе позволило добиться синергетического эффекта, т.е. усиления ингибирующей составляющей промывочной жидкости, при этом каждый реагент дополняет друг друга, усиливает





крепящие свойства бурового раствора. Кроме того, за счет подбора химреагентов в таком составе происходит вытеснение натриевых катионов из глинистых отложений, натриевая глина переходит в кальциевую, а это способствует снижению гидратации и набухания, уменьшает выпучивание и текучесть, обвалы и осыпи пород.

Преимущество раствора разработанной рецептуры заключается в том, что в результате взаимодействия его с исследуемыми глинами концентрация ионов  $K^+$  возрастает от 800 до 1200 мг/л ионов. Это свидетельствует о том, что осмотический процесс направлен из пласта в скважину при сравнительно невысоком значении изотонического коэффициента:  $K_{исп} = 1,31$ . Наличие в растворе ионов калия и магния способствует значительному росту изотонического коэффициента до 4,7. Таким образом, происходит увеличение количества осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации электролита. Применение этого раствора позволит успешно сооружать скважины глубиной до 3000 м на участках, представленных неустойчивыми, высокопластичными глинистыми отложениями. Оптимальным является буровой раствор № 8, имеющий параметры: плотность – 1,22 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 40 с, водоотдача 0 см<sup>3</sup> за 30 мин, коэффициент трения – 0,06 (табл. 1). Предлагаемый раствор обладает очень высокими ингибирующими свойствами, нулевой фильтрацией, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства для сложных условий бурения. Экспериментально подтверждено в лабораторных условиях (табл. 1) явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами – ингибиторами.

В предлагаемом растворе при оп-

тимальном соотношении компонентов происходит синергетическое усиление эффективности ингибирующего, фильтрационного, смазочного, противоприхватного и противоизносного действия отдельных компонентов, при этом раствор сохраняет свои свойства при температуре до 80 °С.

Предложенный буровой раствор на углеводородной основе с высокими ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора – 0 см<sup>3</sup>/за 30 минут, липкость корки равна 0, коэффициент трения меньше 0,1, толщина корки меньше 0,5 мм, отношение масло/вода в % составляет от 55/45 до 80/20, плотность раствора от 1,1 до 1,2 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость по СПВ-5 – 35–40 секунд, пластическая вязкость – 20–40 мПа·С, СНС 1/10 минут – 15–20/20–30 дПа, содержание песка меньше 0,5%, содержание  $Ca^{++}$  больше 16 000 мг/л, содержание  $Cl^-$  больше 30 000 мг/л.

Выполненные исследования позволили сделать следующие **выводы**:

- применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием, на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;
- экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора – комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности;
- предлагаемый состав нового раствора обладает высочайшей ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений;
- предложенное сочетание реагентов



позволяет раствору успешно предупредить, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, уменьшает кавернозность;

- предлагаемый раствор обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне

экологической безопасности всех добавок, при этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность эмульсии. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: Справочное пособие. – Краснодар: Советская Кубань, 2008 – 424 с.
2. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск, ЛИК, 2014. – 374 с.
3. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Бурда М.Л., Онофриенко С.А. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин//Время колтюбинга. – 2011. – № 2–3 (36). – С. 13–20.
4. Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. ИКФ-Сервис. – Волгоград, 2000. – 139 с.