

Способы борьбы с дифференциальными прихватами

Differential Sticking Control Methods

А.Я. ТРЕТЬЯК, д. т. н., академик РАЕН, 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. TRETZYAK, Doctor of Engineering Science, member of Russian Academy of Natural Sciences, Y. RYBALCHENKO, candidate of engineering sciences, associate professor, S. LUBYANOVA, senior lecturer, Y. TURUNTAEV, master's degree holder, Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)

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.

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 обвалившейся 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 колонна. Иногда такие прихваты возникают при спуске инструмента в скважину. Прихваты шламом или обвалившейся породой создают наибольшую угрозу. Как правило, освободить колонну, прихваченную шламом

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 and anti-sticking properties 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.

During construction of directional wells with horizontal wellbore drilling companies face almost all kinds of complications. The most frequent complication is sticking. Historically, sticking effects are divided into mechanical and differential sticking. According to a modern terminology, mechanical sticking can be classified under two separate categories: sticking caused by drilled cuttings or cavings and jamming at intervals with a complex wellbore geometry. Differential sticking proportion is 80%, proportion of mechanical sticking and sticking caused by equipment failure is 20%.

Most often sticking is caused by drilling cuttings or cavings. Usually it happens during tripping up, but also fixed drill string can stick when circulation is stopped for a long period. Sometimes this sticking occurs during tripping down into the well. Sticking caused by drilling cuttings or cavings is the most dangerous. Generally, it is harder to release drill string which was stuck due to cuttings or cavings than drill string which was jammed at

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:

1. 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).
2. Приложить крутящий момент и произвести удар вниз яссом. Если ясс не включен в компоновку или не

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.

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.

intervals with a complex wellbore geometry or stuck due to a differential pressure. Often, most of drilling equipment is lost during recovering of stuck pipes that forces drilling company to drill a side track. The most of sticking issues caused by drilling cuttings or cavings occur during tripping up. The reason of this type of sticking is an incorrect cleanout operation or poor wellbore stability.

Differential sticking is usually encountered when drill string becomes embedded in a mud cake that forms on the wall of a permeable formation during drilling. Friction between a drill string and a formation rock increases to such a high level that it becomes impossible to move drill string. This sticking occurs more often in wells that enter depleted formations. Differential sticking occurs when drill string stays immobile for a long period.

Jamming at intervals with a complex wellbore geometry occurs in wellbore section where BHA (bottomhole assembly) configuration is incompatible with the wellbore shape. Sometimes BHA can't be moved through this wellbore section freely. When BHA is moved through this section under high load, sticking is highly possible. In other words, sticking at intervals with a complex wellbore geometry occurs during drill string tripping up and down the wellbore.

Correct problem definition is the first step in the solution process. That is why the first step in stuck pipe freeing process is identifying of a sticking mechanism. After a sticking mechanism is identified, freeing process can be started. It is crucial to perform initial operations quickly and correctly. The situation becomes more complex, whatever the reason of sticking is. Statistically, in 50% of all incidents stuck pipe is freed during the first four hours after sticking occurred, whereas after four hours this factor decreases to 10%. The problem is not solved after the drill string is freed. The last step of the solution process is analysis and evaluation of performed operations in order to learn a lesson and improve the operations. After a sticking mechanism is identified, stuck pipe freeing process starts with the following operations:

In case of sticking caused by drilling

работает, приложить крутящий момент и максимальную осевую нагрузку, чтобы сдвинуть бурильную колонну в направлении, противоположном тому, в котором она двигалась до прихвата. Если попытаться приподнять бурильную колонну, она еще дальше пойдет 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).

3. Если удастся восстановить циркуляцию в какой-то степени, нужно увеличить расход до максимума, который возможен без поглощения. Продолжать циркуляцию, пока скважина не будет очищена.
4. Проработать интервал прихвата и вернуть инструмент на забой, промыть скважину перед спуском обсадной колонны или скважинных приборов.

Если произошел дифференциальный прихват,

то необходимо:

1. Немедленно приложить максимальный крутящий момент и довести его до места прихвата.
2. 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).
3. 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).
4. 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:

1. 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.
2. 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.

cuttings or cavings, common field practices include:

1. Reduction of mud-hydrostatic-pressure that was increased due to bridging of well, then creation of a small pressure (too high pressure will embed BHA in a mud cake, as a swab). Small pressure is required for circulation recovery in case drill string was moved.
2. Application of a torque and jarring down. If there is no jar in BHA or jar is not working - application of a torque and maximum axial stress in order to move drill string in the opposite direction to that when it became stuck. If drill string is pulled up, it will become more embedded in plug. The purpose is to dislocate drill string and create circulation for plug cleanout and wash over plug material out of the wellbore. It should be noted that if drill string was tripped down when it became stuck in a deviated well, then it is necessary to try to pull it up and jar up without rotation.
3. If circulation is recovered, it is necessary to increase rate to the maximum possible value without circulation loss. Then circulation should be resumed until the well is cleaned out.
4. It is necessary to ream the interval and trip BHA back to the bottomhole before running the casing or other well tools.

In case of differential sticking it is necessary to:

1. Immediately apply a maximum torque and bring it to sticking zone.
2. Resume circulation with maximum accepted rate (simultaneously with torque application). If there is a jar tool in BHA, it is necessary to reduce pump rate to the minimum value when jarring down in order not to resist jarring.
3. Quickly slack off drill string with maximum axial load while keeping applying a torque. It is strictly prohibited to pull drill string up! (This will lead to a sticking complication, drill string straining will reduce torque that can be safely applied to a drill string).
4. In case there is a jar in BHA, it is necessary to jar down (don't forget to reduce pump rate to a minimum value in order not to resist jarring).

In case of jamming at interval with a complex wellbore geometry it is necessary to:

1. Jar down in the opposite direction to that when drill string became stuck. Apply a torque when jarring down, but no torque should be applied when jarring up.
2. It is necessary to monitor circulating mud pressure during the loading phase and jarring. Increase in this pressure leads to increase in jar up force and decrease in jar down force. This pressure impedes the loading phase for jarring up and helps deliver a compressive force for jarring downward.

There are several factors assisting differential

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 негерметичности 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, м².

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

sticking; permeable formations, overbalance pressure, thick mud cake, contact of drill string and wellbore wall, stationary drill string, time, lateral load, driller's poor attention.

Usually differential sticking occurs when the first six factors are encountered. If there are only five of them, sticking is unlikely. The seventh factor, lateral load, is not necessarily needed for sticking but this load assists it. All these factors influence differential pressure force, that makes drill string stick to wellbore wall with a mud cake. The following specifies all these factors in more detail.

Differential sticking can only occur in permeable formation interval. Sticking inside the casing is impossible except for those cases when fluid channels develop in casing, for example, perforation holes or casing leakages due to wear. Permeable formations can be composed of sandstones and fractured rock. Sticking is also possible in permeable and fractured clay rock intervals. Sometimes sticking is encountered in casing, perforation interval or leakages zones that developed due to internal wear. If there is no permeable formation, this means that there won't be a filter mud cake or differential pressure.

Differential sticking occurs not only in highly-permeable formations. The formation must be permeable enough for the development of filter mud cake. Filter mud cake is the residue deposited on a permeable medium. Drilling fluid filtrate passes through this mud cake. That is why formation permeability must provide filtrate outflow away from the mud cake. Thus, more attention should be paid to mud cake permeability rather than formation permeability. Usually, permeability of unconsolidated formations is higher and mud cake that develops on a medium is more permeable in comparison with that in consolidated formations. The higher the permeability, the more probable differential sticking is. However, permeability assists differential sticking to a lesser extent than other factors.

Overbalance pressure is the main factor that assists differential sticking. This is due to the fact that in comparison with other factors, overbalance pressure affects the force, that makes drill string stick to a wellbore wall with a mud cake, to the maximum extent. This force is equal to the product of differential pressure and area of contact:

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

where $F_{\text{ст}}$ - sticking force, N; $P_{\text{диф}}$ - differential pressure, Pa; S - area of contact, m².

It is evident that higher differential pressure creates higher sticking force. It should be noted that differential pressure that makes drill string stick to a wellbore wall with a mud cake, is not equal to overbalance pressure. Overbalance pressure means that well pressure is greater than formation

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 неперенное 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:

- 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 ящиков,
- 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 разрушения фильтрационной корки, находящейся в зоне дифференциального прихвата. Наиболее эффективный способ заключается в проникновении антиприхватной жидкости сквозь 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

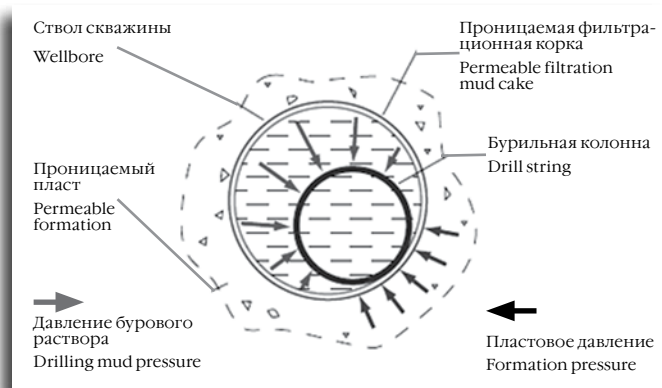


Рисунок 1 – Механизм возникновения дифференциального прихвата во время бурения

Figure 1 – Differential sticking mechanism during drilling

pressure. Differential pressure is a pressure difference between two sides of any surface.

Differential sticking occurs in permeable formations intervals (sandstones, siltstones, limestones) during drilling mud filtration. Sticking mechanism during drilling is presented on a fig. 1. One of the main sticking conditions – bottomhole (hydrostatic) pressure is greater than permeable formation pressure, which always exists. The second essential condition is a stationary state of BHA (during adding of drill pipe and so on) in formation interval. In these conditions, differential sticking can occur within several minutes depending on filtration rate.

Differential sticking is an emergency situation during drilling. That is why there are many instructions for prevention and mitigation of sticking. These instructions include the following actions:

- Using high-quality and high-lubricity drilling muds that develop a solid mud cake on a wellbore wall;
- Providing maximum possible velocity of the upward drilling mud flow.
- Providing full drilling mud cleanout from drilling cuttings;
- Regular reaming of thick mud cake intervals during drilling;
- Increasing mud weight during drill string rotation;
- Monitoring of mud temperature, since a sharp decrease in temperature indicates that drilling string thread joints above a bit are washed out
- Using preventive additives to heavy drilling muds: oil (10–15%), graphite (not more than 0,8%), surfactants.
- Installation of hydraulic and mechanical jars;
- Performing liquid treatments based on salts, acids and hydrocarbons [1].

Operation principle of freeing stuck pipe after differential sticking is the reduction of pressure

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, метилсиликат 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, метилсиликат 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 противоприхватных 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

разница на стенке скважины в направлении образования. Это достигается за счет ослабления корки в прихватной зоне. Наиболее эффективным методом является предоставление фильтрации антиприхватной жидкости через трещины корки. Фрактурование делает корку проницаемой для углеводородов за счет образования каналов большого диаметра и увеличения скорости фильтрации в прихватной зоне. Жидкость фильтруется через образовавшиеся каналы от скважины к порам пласта и уменьшается разность давлений в «скважина-пласт» системе. Это приводит к освобождению застрявшей трубы. Для ускорения процесса трещинообразования и фильтрации требуются специальные поверхностно-активные добавки. Эти добавки помогают фильтрации углеводородов через корку.

Глубокое 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.

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, метилсиликат 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, метилсиликат 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 смазочных, противоприхватных 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.

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), кремнийорганическая 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, высокомолекулярный 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 условиях, 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_3COOK , CH_3SiO_2K , $MgCl \cdot 6H_2O$, сульфанол, ГКЖ-11, пеногаситель, барит. Определение реологических характеристик 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

differential sticking problems, as well as wellbore stability is enhanced in directional and vertical wells.

At present time the application for a patent for the invention of drilling mud composition is filed. Inhibiting properties improvement is achieved by enhancement of consolidating ability. Laboratory tests proved synergistic effect of each component. It is achieved by adding the following agents - clay swelling inhibitors: potassium chloride (KCl), bischofite ($MgCl \cdot 6H_2O$), potassium acetate (CH_3COOK), organosilicon fluids (NGL-11), ferrochromelignosulfonate (FCrLS), potassium methylsiliconate (CH_3SiO_2K). Combination of these six main inhibiting agents is the most efficient for drilling wells in harsh conditions.

The team identified how plastic viscosity, yield point and mud filtration depends on concentration of inhibiting agents: KCl, bischofite, potassium acetate, NGL-11, potassium methylsiliconate, FCrLS. Wastes obtained during manufacturing of soya-bean, sun flower, cottonseed, corn, rubsen and other oils can be used as vegetable oils. Sulfanol acts as an emulsifier which is a synthetic anionic surfactant in the form of powder which is very soluble in water and creates stable emulsion. Marble aggregates act as a gelling agent. Polyanionic cellulose (PAC 85/700) serves as a filtration controller. Penta-465 is a widespread antifoaming agent. Barium sulphate as a mud weighting agent is used in the ratio of 0.5–10%.

Rheological properties of the mud assist in enhancing wellbore stability and effective well cleanout operation [2, 3, 4].

Authors proposed a complex multi-agent high-molecular inhibiting drilling mud with high lubricating, filtrating, consolidating and rheological properties. Laboratory tests results are presented in Table 1.

The proposed drilling mud is prepared in the field using available equipment. All required chemical agents are delivered to the drilling rig in advance. In the first place marble aggregates and water are used for preparation of a mud which is then treated with polyanionic cellulose. All other agents are added into mortar-mixing machine with constant mixing. The adding order of chemical agents is as follows: vegetable oil waste, KCl, FCrLS, CH_3COOK , CH_3SiO_2K , $MgCl \cdot 6H_2O$, sulfanol, NGL-11, antifoaming agent, barium sulfate. Rheological properties of drilling mud are determined by standard methods. It is recommended to treat drilling mud with chemical agents after 4-stage purification. High-pressure dispersing agent is used for mud preparation.

Inhibiting mechanism is as follows: adding inhibiting agents in drilling mud leads to a chemical reaction of clay and cation that replaces free anionic parts of crystal lattice of clay particles.

решетке глинистых частиц. При катионном обмене активизируются ранее пассивные участки глин. Адсорбция на глинистых частицах катион ингибирующего реагента повышает их устойчивость к увлажнению, снижает набухание и разупрочнение глин.

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 глин 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 глин 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 глин 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

During cationic exchange inactive clay parts become active. Adsorption of inhibiting agent on clay particles enhances clay water-repellent ability and prevents clay from swelling and break-up.

One of the main conditions of wellbore stability control is providing minimum possible filtration factor, up to $0 \text{ см}^3/30 \text{ min}$. This is accomplished by means of polyanionic cellulose (PAC 85/700).

It is found that the main factor in clay break-up is not an initial clay moisture, it is a mud filtrate saturation under the effect of overbalance pressure. Mud filtrate loss occurs not due to the difference in pressure in “well-formation” system. This is due to physical-chemical reaction inside the clay rock. The ideal case for maintaining wellbore stability is when osmotic equilibrium is established in “well-formation” system or osmosis is directed from the formation to the well. In this case drilling mud properties are affected by osmosis direction, but it is easier to manage these properties and maintain them within the assigned limits rather than mitigating complications after wellbore collapse. Consequently, clay stability will depend on the correctly selected chemical agents and in the first place it will depend on the inhibiting agent. This is the high-priority task that needs to be solved.

Application of the proposed drilling mud makes possible drilling rock intervals composed of unstable, highly-plastic clays and drilling vertical, directional and horizontal wells.

The above mentioned inhibiting agents enable performing and controlling coagulation process, maintaining pH-value within the required limits, managing rheological, filtration properties and the optimum liophilic behavior. The technical result is – the improvement of lubricating, consolidating and anti-sticking properties of the hydrocarbon-based drilling mud with simultaneous improvement of coefficient of initial permeability recovery by enhancing inhibiting and water-repellent abilities of mud filtrate. As a result, there is no key seating in the wellbore.

Laboratory researches established that the application of six clay swelling inhibitors simultaneously in one drilling mud leads to a synergistic effect – inhibiting ability of the drilling mud is enhanced. Each component complements one another and enhances consolidating ability of the drilling mud. In addition, combination of chemical agents in this composition displaces sodium cations from clay formations and sodium-ionized clay becomes calcium clay. This prevents clay from hydration and swelling, reduces clay warping and flowage and prevents rock cavings.

The advantage of the developed mud is that during reaction between the mud and the clay under study, concentration of K^+ ions increases from 800 to 1299 mg/l. This shows that the osmotic process is directed from the formation to

Таблица 1 – Буровой раствор
Table 1 – Drilling mud

| Состав химических реагентов Chemical agents composition | | Раствор Mud № 1 | Раствор Mud № 2 | Раствор Mud № 3 | Раствор Mud № 4 | Раствор Mud № 5 | Раствор Mud № 6 | Раствор Mud № 7 | Раствор Mud № 8 |
|---|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Мраморная крошка Marble aggregates | | 5,0 | 6,0 | 6,0 | 7,0 | 8,0 | 9,0 | 9,0 | 10 |
| ПАЦ 85/700 PAC 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 FCrLS | | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 4,0 | 4,5 | 5 |
| CH ₃ SiO ₂ K | | 1,0 | 2,0 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 3,5 | 4 |
| CH ₃ COOK | | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,0 | 4 |
| MgCl·6H ₂ O | | 2,0 | 2,0 | 2,5 | 2,0 | 3,5 | 4,0 | 4,0 | 5 |
| Сульфанол Sulfanol | | 2,0 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,0 | 4,5 | 4,5 | 5 |
| ГКЖ-11 NGL-11 | | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 3,5 | 4,0 | 4,0 | 5 |
| Пеногаситель Antifoaming agent | | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Барит Barium sulphate | | 0,5 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Жидкая фаза – остальное, масло/вода Liquid phase – the rest, oil/water | | 55/45 | 60/40 | 65/35 | 65/35 | 70/30 | 75/25 | 75/25 | 80/20 |
| Параметры раствора Mud parameters | плотность, г/см ³ (ареометр) Density, g/cm ³ (areometer) | 1,16 | 1,18 | 1,19 | 1,20 | 1,20 | 1,21 | 1,21 | 1,22 |
| | вязкость, с (СПВ-5) Viscosity, s (March funnel) | 30 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 40 |
| | водоотдача, см ³ /30 мин (ВМ-6) Water loss, cm ³ /30 min | 3,5 | 2,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,0 | 0,5 | 0 |
| | Коэффициент трения (КТК-2) Friction coefficient | 0,15 | 0,14 | 0,17 | 0,12 | 0,12 | 0,08 | 0,09 | 0,06 |

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_{иср} = 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/см³,

the well while isotonic coefficient is not high: K_{lav} = 1,31. The presence of potassium and magnesium ions in the mud makes isotonic coefficient increase significantly up to 4.7. Thus, the number of osmotically active particles increases due to the electrolyte dissociation. The application of this mud will make possible to drill wells with depth up to 3000 m at the rock intervals composed of unstable highly-plastic clay formations. The optimum drilling mud № 8 will have the following properties: density – 1.22 g/cm³, viscosity – 40 sP, water loss – 0 cm³ per 30 min, friction coefficient – 0.06 (table 1). The proposed mud exhibits high inhibiting properties and zero filtration, as well as improved rheological, anti-sticking and ecological behavior for drilling in harsh conditions. Experiments in laboratory (table 1) proved the synergistic effect of a complex treatment of the drilling mud with several inhibiting agents.

вязкость – 40 с, водоотдача 0 см³ 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 осложненных условий бурения. Экспериментально подтверждено в лабораторных условиях (табл. 1) явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами-ингибиторами.

В предлагаемом растворе при оптимальном 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 см³/ 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/см³, 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 Са⁺⁺ 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 предупреждать, 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. ☉

Mixing of components in the optimum proportion enhances the efficiency of inhibiting, filtrating, lubricating, anti-sticking and antiwear properties of separate components in the proposed mud. These properties do not change at temperature up to 80 °C.

The parameters of the proposed hydrocarbon-based drilling mud with high inhibiting, filtrating and lubricating properties are as follows: mud filtration – 0 cm³ per 30 min, mud cake adhesion factor – 0, friction coefficient is lower than 0.1, mud cake thickness is lower than 0.5 mm, oil/water ratio – from 55/45 to 80/20 %, mud density – from 1.1 to 1.2 g/cm³, Marsh funnel viscosity – 35–40 s, plastic viscosity 20–40 mPa·s, static shear stress 1/10 min – 15–20/20–30 dPa, sand content is lower than 0.5%, Ca⁺⁺ content is higher than 16 000 mg/l, Cl – content is higher than 30 000 mg/l.

During research it was concluded that:

- the application of this mud will make possible to drill wildcat oil and gas wells with horizontal sections at depth up to 3000 m in the rock intervals composed of unstable highly-plastic clay formations and self-dispersing shales;
- experiments proved the synergistic effect of drilling mud components – combination of several agents works better than each component separately;
- new mud composition exhibits the highest inhibiting ability thus preventing clays from hydration and swelling;
- the proposed combination of agents prevents and diminishes deformation processes in the immediate vicinity of the wellbore and reduces cavern porosity;
- the proposed drilling mud exhibits higher lubricating and anti-sticking properties with high energy-efficiency factor and environmental compatibility of all additives. The mud reduces the risk of differential sticking, improves rheological mud velocity profile in annulus and enhances emulsion stability. All this assists the effective execution of well cleanout program. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

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.