Оригинальная статья / Original article

УДК 622.244.443

DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-1-77-87>

Обоснование типов промывочных жидкостей для первичного вскрытия терригенных коллекторов углеводородов (юг Сибирской платформы)

© И.Д. Ташкевич^а, А.Г. Вахромеев^б, С.А. Сверкунов^с

^{а-с}Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

^бИнститут земной коры СО РАН, г. Иркутск, Россия

^{б,с}ООО «РН-Бурение», иркутский филиал, г. Иркутск, Россия

Резюме: Первичное вскрытие продуктивного пласта является важной частью строительства скважины. При некачественном вскрытии существует вероятность закупоривания порового пространства коллектора, что может привести к низкому дебиту углеводородов со скважины или же к его отсутствию. При этом решение данной проблемы очень затратное, сложное, а возможно, поиск данного решения вообще не даст результатов. Такого рода ситуация может привести к экономическим и временным потерям. Авторами рассмотрены существующие типы промывочных жидкостей для первичного вскрытия. В процессе изучения выявлены их преимущества и недостатки, а также степень их влияния на породы-коллекторы. В связи с этим был произведен поиск решения для минимизации негативного влияния промывочных жидкостей на продуктивный пласт. На основе полученных данных предложен способ минимизации негативного влияния промывочных жидкостей на продуктивный пласт, способствующий снижению глубины проникновения фильтрата промывочных жидкостей в пласт, что позволит увеличить продуктивность и длительность разработки скважины.

Ключевые слова: первичное вскрытие, промывочные жидкости, хризотил-асбест

Информация о статье: Дата поступления 18 декабря 2019 г.; дата принятия к печати 13 февраля 2020 г.; дата онлайн-размещения 30 марта 2020 г.

Для цитирования: Ташкевич И.Д., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. Обоснование типов промывочных жидкостей для первичного вскрытия терригенных коллекторов углеводородов (юг Сибирской платформы). *Науки о Земле и недропользование*. 2020. Т. 43. № 1. С. 77–87. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-1-77-87>

Validation of the flushing fluid types used in penetrating terrigenous hydrocarbon reservoirs (Siberian platform south)

© Ivan D. Tashkevich^a, Andrey G. Vakhromeev^b, Sergey A. Sverkunov^c

^{a-c}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

^bInstitute of the Earth's Crust, SB RAS, Irkutsk, Russia

^{b,c}LLC "RN-Drilling", Irkutsk Branch, Irkutsk, Russia

Abstract: Penetrating a reservoir is an important part of well construction. Non-quality penetration may cause clogging of the reservoir's pore space, which in turn may lead to a low hydrocarbon debit or its absence. Searching for a solution to this problem is costly and complicated, and may eventually turn unsuccessful, leading to loss of time and money. The authors have examined the existing types of flushing fluids used in penetrating the reservoirs. The advantages and disadvantages of the fluids, as well as the degree of their influence on the reservoir rocks have been defined. Based on the data obtained, the authors have proposed a method for minimizing the negative impact of the flushing fluids on the reservoir. The method allows reducing the depth of the flushing fluid filtrate penetration in the reservoir, which increases the deliverability and life of the well.

Keywords: reservoir penetration, flushing fluids, chrysotile asbestos

Information about the article: Received December 18, 2019; accepted for publication February 13, 2020; available online March 30, 2020.

For citation: Tashkevich ID, Vakhromeev AG, Sverkunov SA. Validation of the flushing fluid types used in penetrating terrigenous hydrocarbon reservoirs (Siberian platform south). *Earth sciences and subsoil use*. 2020;43(1):77–87. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-1-77-87>

Введение

Продуктивность и длительность разработки скважины определяется в процессе строительства, наибольшее влияние на эти факторы оказывает качество первичного вскрытия продуктивного пласта.

Во время вскрытия в пласт начинает проникать фильтрат промывочной жидкости, далее это происходит во время капитального ремонта скважины, ее испытания и освоения до того момента, пока скважина не будет введена в эксплуатацию. За это время проникновение фильтратов буровых и тампонажных растворов в продуктивный пласт продолжается, что часто способствует снижению его первоначальных свойств по проницаемости. Эти проблемы особенно актуальны для горизонтальных стволов с большой протяженностью и многоствольных скважин, в которых затрачивается гораздо больше времени от начала вскрытия продуктивного пласта и ввода скважины в эксплуатацию, чем в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

Материалы и методы исследования

Породы-коллекторы на месторождениях нефти и газа Восточной Сибири по своему вещественному составу цементирующего материала делятся на три разновидности:

- песчаники серые, темно-серые, преимущественно кварцевые;
- песчаники слабо- и среднепроницаемые, засоленные каменной солью;
- глинистые песчаники [1].

Данная классификация позволяет выбрать оптимальный состав дисперсионной среды и дисперсной фазы промывочной жидкости, используемой для вскрытия терригенных отложений, в каждой из вышеперечисленных зон [2].

Для достижения наилучшего результата при вскрытии продуктивного

пласта необходимо соблюдать следующие требования к составу и свойствам промывочной жидкости:

– состав промывочной жидкости необходимо подобрать так, чтобы ее фильтрат был инертен к породам, из которых состоит продуктивный горизонт, то есть при контакте с пластом он не способствовал набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности пород и увеличению связанной воды в порах;

– фильтрат промывочной жидкости по составу должен быть идентичен флюиду, заполняющему пласт, чтобы при их контакте не образовывались нерастворимые осадки;

– в промывочной жидкости нужно поддерживать необходимую концентрацию твердой фазы, которая может создавать непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую глубокому проникновению фильтрата в пласт;

– концентрация и тип соли в составе фильтрата должны соответствовать концентрации и типу соли в пластовой воде;

– фильтрат промывочной жидкости, применяемой для вскрытия нефтяных пластов, должен снижать поверхностное натяжение на границе фильтрата и нефти;

– необходимо поддерживать минимальную фильтратоотдачу промывочной жидкости в пластовых условиях;

– плотность должна быть подобрана таким образом, чтобы дифференциальное давление было ближе к нулю или в случае бурения на депрессии меньше нуля¹ [3, 4].

Для первичного вскрытия продуктивных горизонтов (как карбонатных, так и терригенных коллекторов) применяются буровые растворы с различной дисперсионной средой, основными из которых являются водные, водно-спиртовые, углеводородные и синтетические² [5].

¹ Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие. Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2013. 177 с.

² Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Летопись, 2005. 664 с.

На рис. 1 приведена классификация буровых растворов, в которой учитываются вид и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы [6].

Тип промывочной жидкости, ее компонентный состав и границы возможного применения необходимо выбирать, опираясь на геолого-технические условия, а именно: физико-химические свойства пород коллектора и насыщающие их флюиды, значения горного и пластового давления, забойной температуры и т. д.

Исходя из этого, промывочные жидкости для первичного вскрытия продуктивных горизонтов должны:

– оказывать наименьшее негативное влияние на проницаемость коллектора;

– быть инертными к породам коллектора и не допускать набухания глинистых частиц [5–7].

Результаты исследования и их анализ

Даже если промывочная жидкость выбрана правильно, она все равно будет

оказывать негативное влияние на продуктивный пласт в той или иной степени, поэтому при рассмотрении вариантов необходимо учесть все плюсы и минусы типов растворов.

В общем виде их можно подразделить на три типа:

1) растворы на водной основе (РВО);

2) растворы на углеводородной основе (РУО) (обратные эмульсии, прямые эмульсии);

3) газообразные или азрированные растворы.

Растворы на водной основе. РВО, в частности для вскрытия продуктивных горизонтов, представляют собой полимерные соленащенные растворы. Основой их является пресная вода, которая в дальнейшем обрабатывается солью (NaCl, KCl, CaCl₂ и т. д.) и различными полимерами. Концентрация и тип твердой фазы здесь выбираются таким образом, чтобы при дальнейшем освоении ее можно было растворить кислотой

Рис. 1. Классификация буровых растворов
Fig. 1. Classification of drilling fluids

или щелочью, наиболее распространенным типом твердой фазы является мраморная крошка³ [7].

Данные растворы привлекательны своей относительно невысокой стоимостью и простотой приготовления. В связи с этим можно выделить ряд преимуществ РВО:

- широкие пределы регулирования плотности раствора (в данном случае плотность можно регулировать, изменяя концентрацию соли или содержание твердой фазы);

- хорошая очистка ствола скважины и минимальная эквивалентная циркуляционная плотность, обеспечиваемые реологией системы (для создания реологических параметров используется ксантановая смола, которая повышает значение вязкости при низких скоростях сдвига, что улучшает качество очистки горизонтального ствола, а также повышает изначально низкое значение эквивалентной циркуляционной плотности);

- низкий коэффициент трения (смазывающая добавка используется в концентрациях от 1 до 4 %, смазка снижает коэффициент трения, а также в некоторой степени уменьшает фильтрацию);

- низкая водоотдача и быстрое образование тонкой низкопроницаемой фильтрационной корки (разнофракционный состав мела в буровом растворе, а также наличие полимеров обеспечивают низкую водоотдачу, образуя тонкую непроницаемую корку);

- сохранение характеристик пласта, высокая степень восстановления проницаемости, низкий скин-фактор;

- экологическая и пожарная безопасность (по сравнению с РУО раствор наиболее экологичен и абсолютно не пожароопасен);

- простота приготовления и управления свойствами раствора в полевых условиях (рецептура раствора довольно проста, что позволяет за короткий срок

приготовить необходимый объем бурового раствора).

Помимо всех преимуществ у данного типа промывочной жидкости также есть и свои недостатки:

- сгустки полимеров (при несоблюдении правил приготовления раствора, например времени ввода полимеров, в растворе образуются сгустки полимеров, которые могут закупорить телесистему или же в дальнейшем отбиться на ситах, что приведет к снижению реологических и фильтрационных свойств раствора);

- концентрация CaCO_3 (в полевых условиях трудно обеспечить необходимую концентрацию мела в растворе, так как раствор нарабатывается мельчайшей твердой фазой, которую не сможет отбить применяемое очистное оборудование, следовательно, приходится разбавлять раствор свежеприготовленным без содержания в нем мела);

- несоответствие химических реагентов (в полевых условиях не соблюдается правильная рецептура раствора, в большинстве случаев используются аналоги химических реагентов);

- разложение раствора (в процессе использования и хранения раствора происходит разрушение полимеров бактериями, что приводит к его непригодности);

- недостаточная смазывающая способность (полимерный раствор не способен обеспечить высокую смазывающую способность, как, например, РУО);

- фильтрация воды из раствора (как уже говорилось ранее, в процессе вскрытия пласта и дальнейших работ происходит проникновение фильтрата в пласт, что может привести к набуханию пород коллектора и образованию нерастворимых осадков в порах).

Растворы на углеводородной основе. Использование РУО позволяет снизить скин-эффект продуктивных коллекторов, поскольку несущей средой этих растворов является жидкость, по свойствам однородная флюиду, насыщающему

³ Baroid drilling fluids. Water Base Mud & Completion Fluids Seminar. Raleigh: Career development center, 1991.

продуктивный пласт, и, следовательно, не образующая при их взаимодействии малоподвижных смесей, блокирующих поровое пространство пласта⁴ [8, 9].

РУО бывают двух типов: обратная эмульсия и прямая эмульсия.

Основой обратных эмульсий служат различные углеводороды и их продукты: нефть, дизель, синтетические масла и т. д. В качестве дисперсной фазы используются рассолы.

Преимуществами обратных эмульсий являются:

- высокая устойчивость к загрязнению (в отличие от РВО обратные эмульсии наиболее устойчивы к различным типам загрязнений – это обеспечивает стабильность их параметров, притом не требуется часто обрабатывать растворы химией для их поддержания);

- высокая смазывающая способность (ввиду большого содержания углеводородной основы в обратных эмульсиях от 60 до 90 % они обладают высокой смазывающей способностью – это обеспечивает низкое значение крутящего момента, что особенно важно при бурении протяженных горизонтальных стволов);

- многоразовое применение и долговечное хранение (в отличие от РВО обратные эмульсии не разлагаются и не замерзают при низких температурах, что позволяет без проблем транспортировать и хранить их);

- отсутствие водоотдачи (в качестве дисперсионной среды выступает углеводород, а в качестве дисперсной фазы – вода, поэтому фильтрат обратных эмульсий представляет собой основу без содержания в ней воды);

- инертность к породам коллектора (низкое содержание воды в растворе обеспечивает наименьшее негативное влияние на проницаемость пород коллектора, так как отсутствуют какие-либо физико-химические взаимодействия между пластом и промывочной жидкостью);

- низкая плотность (за счет использования углеводородов с низкой плотностью обратные эмульсии позволяют вскрывать продуктивные пласты при аномально низких пластовых давлениях).

Среди недостатков данных растворов можно выделить следующее:

- высокая стоимость 1 м³ раствора (из-за высокого содержания дорогостоящего углеводорода и дорогих компонентов стоимость кубометра раствора может достигать ста тысяч рублей, что может быть крайне критично при наличии поглощения);

- пожароопасность (обратные эмульсии крайне пожароопасны, что вызывает необходимость использования взрывозащищенного оборудования и специальных приспособлений для оперативного тушения пожаров);

- экологическая опасность (по своему составу обратные эмульсии очень вредны как для человека, так и для окружающей среды, и в некоторых случаях их применение может быть ограничено по экологическим соображениям);

- «боязнь» воды (вода для обратной эмульсии является загрязнителем, так как при попадании в нее воды сильно изменяются реологические параметры и нарушается стабильность эмульсии, что в свою очередь влечет последующую обработку дорогостоящей основой и химическими реагентами; поэтому необходимо изолировать данный тип промывочной жидкости от любых источников воды);

- возможность образования эмульсий с флюидом пласта (при образовании такой эмульсии может происходить блокада порового пространства, что приведет к снижению продуктивности пласта);

- способность менять характер смачиваемости пласта (в состав обратных эмульсий входят смачивающие агенты, которые могут вступать в реакцию с породами продуктивного пласта и менять характер смачиваемости пласта,

⁴ Курбанов Х.Н. Исследование и разработка биополимерных растворов для повышения эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. СПб., 2016. 129 с.

например, с гидрофильного на гидрофобный, что в дальнейшем осложняет либо делает невозможной добычу углеводородов из пласта).

В прямых эмульсиях в качестве основы используется вода или рассолы, а в качестве дисперсной фазы – углеводород. Эти растворы являются чем-то средним между обратными эмульсиями и РВО, поэтому они имеют схожие преимущества и недостатки. Благодаря низкому содержанию в них углеводорода они имеют относительно низкую стоимость и не так экологически и пожароопасны, как обратные эмульсии. Так как в качестве дисперсионной среды применяется вода, то для поддержания реологии и водоотдачи используются полимеры, такие как ксантановая смола и модифицированный крахмал.

Можно выделить следующие преимущества прямых эмульсий:

- относительно низкая стоимость (низкая стоимость обосновывается низким содержанием дорогостоящих углеводородов);

- возможность долгосрочного хранения (тем не менее такие растворы не будут храниться так долго, как прямая эмульсия, потому что в их составе присутствуют полимеры, которые подвергаются разложению);

- высокая смазывающая способность (содержание углеводорода в них варьирует от 20 до 40 %, что позволяет обеспечивать высокую смазывающую способность);

- достаточно хороший вынос выбуренной породы (за счет применения полимеров обеспечиваются достаточные реологические параметры для выноса шлама).

Недостатки прямых эмульсий:

- разложение раствора (как бы то ни было, в составе прямых эмульсий присутствуют полимеры, которые подвергаются разложению);

- рост реологических параметров при нагревании (при повышении температуры происходит рост реологических

параметров, что может быть критично при высоких забойных температурах);

- экологическая опасность (данные растворы все же экологически опасны для человека и окружающей среды из-за высокого содержания в них углеводорода);

- фильтрация воды из раствора (фильтрат раствора представляет собой воду и углеводород, которые при отстаивании отделяются друг от друга; большое количество воды может оказать негативное влияние на продуктивность пласта).

Аэрированные растворы. Данный тип растворов применяется при вскрытии пластов с аномально низким пластовым давлением на равновесии или депрессии. Аэрация достигается введением в промывочный раствор газа (воздух, азот, газы двигателя внутреннего сгорания). При этом используются компрессоры, инжекторы и аэратор, что подразумевает затраты на закупку дополнительного оборудования. Также аэрация достигается химическим способом, то есть вводом в раствор сульфанола, который обеспечивает вспенивание раствора при его интенсивном перемешивании.

Можно выделить следующие преимущества использования аэрированных растворов:

- возможность предотвращения и ликвидации поглощений (у таких растворов низкая плотность, следовательно, они создают низкое гидростатическое давление, что в свою очередь способствует снижению интенсивности поглощения или его ликвидации);

- относительно высокая скорость проходки (повышение показателей работы долота благодаря низкому угнетающему давлению);

- высокое качество вскрытия пласта (достигается за счет уменьшения гидростатического давления и применения поверхностно-активных веществ).

К недостаткам аэрированных промывочных растворов относятся:

- высокая коррозия (необходимо применять ингибиторы коррозии при

аэрации воздухом для уменьшения коррозии бурильной и обсадной колонн, устьевого оборудования);

– установка дополнительных подпорных насосов (при содержании в растворе более 10 % газа насосы начинают всасывать воздух, что может нарушить работоспособность буровых);

– необходимость применения дополнительного оборудования (как говорилось ранее, для аэрации растворов необходимо дополнительное оборудование, в частности компрессоры высокого давления и пеногенераторы).

Обсуждение результатов

Основными проблемами при первичном вскрытии пластов-коллекторов являются образования неразрушаемой фильтрационной корки, а также проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, что влечет за собой образование физико-химических реакций между

пластовым флюидом и самим фильтратом. Поэтому в качестве оптимального наполнителя для промывочных жидкостей предлагается использовать хризотил-асбест, который способен значительно снизить фильтрационные свойства раствора за счет волокнистого строения (рис. 2) [10, 11].

В отличие от частиц карбоната кальция (рис. 3) хризотил-асбест не будет проникать в поровые каналы коллекторов, а будет накапливаться на стенке скважины, создавая практически непроницаемую фильтрационную корку, которая может быть удалена кислотным составом, и при этом проницаемость продуктивного пласта полностью восстановится. Такая корка защитит коллектор от загрязнения выбуренной породой и полимерами, содержащимися в составе промывочной жидкости [12].

Рис. 2. Волокна хризотил-асбеста под микроскопом
Fig. 2. Chrysotile asbestos fibers under the microscope

Рис. 3. Фильтрационная корка карбоната кальция под микроскопом
Fig. 3. Calcium carbonate filter cake under the microscope

Асбестовый наполнитель может использоваться как для водоорганических, так и для полимерных соленасыщенных растворов. Такие растворы могут применяться для вскрытия практически любых типов пород-коллекторов [13].

Преимуществами данных систем растворов являются:

- низкие фильтрационные свойства (за счет хризотил-асбеста создается экран, не позволяющий фильтрату проникать глубоко в продуктивный пласт);

- растворимость их кислотой (фильтрационная корка, образованная асбестом, может быть разрушена слабым раствором кислоты, при этом не снижается продуктивность пласта);

- широкая область применения (благодаря различным составам промывочных жидкостей они могут применяться для многих типов пород-коллекторов, таких как преимущественно кварцевые песчаники, песчаники, засоленные каменной солью, и глинистые песчаники);

- низкий расходный показатель (асбест имеет расходный показатель в 15 раз ниже, чем у карбоната кальция) [5].

Недостатки данных систем:

- возможность наматывания волокон асбеста на бурильный инструмент (при неправильном вводе асбеста его волокна будут представлять собой длинные нити, поэтому при промывке ствола с использованием роторного способа бурения может происходить наматывание нитей асбеста на бурильный инструмент);

- канцерогенный фактор.

Канцерогенный фактор – очень существенный недостаток. Асбест является высокоопасным канцерогеном, поэтому в целях безопасности при работе с ним необходимо соблюдать ряд требований. Это в первую очередь использование необходимых средств индивидуальной защиты органов дыхания, причем на рабочем месте должен находиться достаточный и уместный запас респираторного оборудования. Использованный

рабочими респиратор должен сниматься только после очистки от пыли. Кроме того, необходимо использовать специальную защитную одежду, которая должна полностью закрывать всю рабочую одежду, чтобы после снятия защитной спецодежды на одежде рабочего не оставалось асбестовой пыли. В случае многократного использования одежды необходимо выделение отдельных раздевалок для того, чтобы загрязненная одежда хранилась отдельно от личной. Также должен выдаваться соответствующий защитный головной убор. Все машины, агрегаты и оборудование, внешние поверхности оборудования вытяжной вентиляции и внутренние поверхности здания должны быть свободны от пыли⁵. В связи с этим применение асбеста на производстве стараются ограничить. Однако при правильном его использовании можно снизить его негативное влияние. Например, для промывочных жидкостей можно использовать водорастворимые мешки и помещать их прямо в емкость с перемешивателями, что позволит полностью исключить контакт вещества с организмом человека. Данные мешки растворяются при температуре от 0 до 75 °C

Заключение

На основе всего вышеизложенного можно сказать, что пока не существует идеальной промывочной жидкости для первичного вскрытия: каждый тип по своему оказывает отрицательное влияние на продуктивность пласта, а также негативное влияние на человека и окружающую среду.

Для снижения отрицательного эффекта промывочных жидкостей необходимо рассмотреть пути совершенствования их применения. Так, например, для РВО можно использовать химические реагенты высокого качества с целью создания наилучших реологических и фильтрационных параметров, что позволит уменьшить глубину проникновения

⁵ Безопасность труда при работе с асбестом: инструкция Международной Организации Труда. Женева: Международная Организация Труда, 1984. 115 с.

фильтрата в пласт. Для РУО, которые являются экологически опасными, можно рассмотреть использование установок для осушки и переработки шлама, а также применение автоматических пожарных средств с целью своевременного устранения возгорания раствора.

Ко всему прочему, для достижения наилучшего результата от первичного вскрытия необходимо учитывать уникальность свойств каждого из представленных типов пород-коллекторов.

В горно-геологических условиях юга Сибирской платформы во всех вышеперечисленных типах буровых растворов для первичного вскрытия можно рассмотреть применение асбестового наполнителя в качестве дисперсной фазы для создания непроницаемой легко разрушаемой фильтрационной корки. В данном случае применение хризотил-асбеста

является более эффективным, чем применение мела в качестве реагента для контроля фильтрации. Это связано с наличием в составе хризотил-асбеста волокон, которые образуют более плотную и тонкую фильтрационную корку на стенках скважины. При этом можно использовать различные системы и составы промывочных жидкостей. Так, например, для вскрытия кварцевых и засоленных песчаников рекомендуется использование соленасыщенных полимерных растворов, а также растворов на водноорганической основе. Для вскрытия глинистых песчаников же наилучшим решением будет использование растворов с применением ингибиторов глин, таких как лигнин или хлорид калия. Применение хризотил-асбеста с целью контроля фильтрации рекомендуется для всех трех типов терригенных пород-коллекторов.

Библиографический список

1. Богданов В.С., Брагина О.А. Особенности технологии вскрытия продуктивных отложений и заканчивания нефтяных и газовых скважин на месторождениях Восточной Сибири // Геология и полезные ископаемые Юга Восточной Сибири: сб. науч. тр. Вып. 3. Иркутск: Изд-во ИГУ, 2014. С. 99–108.
2. Ахметзянов Р.Р., Жернаков В.Н. Совершенствование рецептуры бурового раствора для первичного вскрытия терригенных отложений Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 80–82. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-8-80-82>
3. Овчинников В.П., Яковлев И.Г., Курбанов Г.Я. К методу оценки эффективности применения буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 9. С. 40–44.
4. Пат. № 2669643, Российская Федерация, МПК С 09 К 8/00. Способ определения ингибирующих свойств бурового раствора / А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов. Заявл. 10.04.2017; опубл. 12.10.2018. Бюл. № 21.
5. Курбанов Х.Н. Буровые растворы для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта // Инженер-нефтяник. 2016. № 3. С. 18–22.
6. Следков В.В., Ионенко А.В., Гаджиев С.Г., Липатников А.А., Леонов Е.Г. Оценка эффективности буровых растворов для вскрытия продуктивного пласта // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2015. № 3. С. 7–14.
7. Крецул В.В. Влияние твердой фазы на фильтрационные характеристики промывочных жидкостей для первичного вскрытия // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2006. № 10. С. 32–36.
8. Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Сергеев Г.М., Васильев Н.И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19. № 2. С. 138–149.
9. Hudson J.E., Coffey M.D., Saner C.W., Teot A.S. Fluid-loss control through the use of a liquid-thickened completion and workover-brine // Journal of Petroleum Technology. 1983. Vol. 35. Iss. 10. <https://doi.org/10.2118/10652-PA>
10. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А. Теории подбора фракционного состава кольматанта // Бурение и нефть. 2011. № 6. С. 16–18.
11. Пат. № 2255104, Российская Федерация, МПК С 09 К 7/02. Буровой раствор и способ его получения / О.А. Брагина, В.С. Богданов, А.Г. Вахромеев, Г.И. Данченко, П.Н. Фонтин, С.А. Щербин. Заявл. 26.02.2002; опубл. 28.06.2005. Бюл. № 11.
12. Матяш С.А., Карпов В.Ф., Ведерникова Я.А. Эффективность первичного вскрытия продуктивных пластов на различных системах буровых растворов // Технические системы и технологические процессы: материалы Междунар. науч.-практ. конф. Вып. 20. Уфа, 2018. С. 62–64.

13. Ибраев С.А., Отаров Е.Ж., Зейниденов А.К. Некоторые данные по физико-химическим свойствам поверхности хризотил-асбестового

волокна // Вестник Карагандинского университета. 1996. № 1. С. 3–7.

References

1. Bogdanov VS, Bragina OA. Specifics of the technology for opening productive deposits and completing oil and gas wells in the fields of Eastern Siberia. In: *Geologiya i poleznye iskopaemye Yuga Vostochnoi Sibiri* = Geology and Minerals of the Eastern Siberia South. Iss. 3. Irkutsk: Irkutsk State University; 2014. p.99–108. (In Russ.)
2. Akmetzyanov RR, Zhernakov VN. Improving the drilling fluid composition for drilling-in terrigenous deposits of Eastern Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;8:80–82. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-8-80-82>
3. Ovchinnikov VP, Yakovlev IG, Kurbanov GYa. Some method developed for assessing the effectiveness of drilling fluids used for opening of producing formation. *Stroitel'stvo neftyanikh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2014;9:40–44. (In Russ.)
4. Gaidarov AM, Khubbatov AA. A method for determining the inhibitory properties of the drilling mud. Patent RF, no. 2669643; 2018. (In Russ.)
5. Kurbanov KhN. Drilling fluids to preserve the permeability and porosity of the collector in primary opening of the reservoir. *Inzhener-neftyanik*. 2016;3:18–22. (In Russ.)
6. Sledkov VV, Ionenko AV, Gadzhiev SG, Lipatnikov AA, Leonov EG. Assessment of completion drilling fluid performance. *Vestnik Assotsiatsii burovnykh podryadchikov* = Bulletin of the Association of Drilling Contractors. 2015;3:7–14. (In Russ.)
7. Kretsul VV. The effect of the solid phase on the filtration characteristics of the flushing fluids used in penetrating the reservoir. *Stroitel'stvo neftyanikh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2006;10:32–36. (In Russ.)
8. Nutsikova MV, Sidorov DA, Tsikplonu DE, Sergeev GM, Vasil'ev NI. Investigations of oil based muds to primary opening of productive formations. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekh-nicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo* = Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2019;19(2):138–149. (In Russ.)
9. Hudson JE, Coffey MD, Saner CW, Teot AS. Fluid-loss control through the use of a liquid-thickened completion and workover-brine. *Journal of Petroleum Technology*. 1983;35(10). <https://doi.org/10.2118/10652-PA>
10. Ishbaev GG, Dil'miev MR, Khristenko AV, Mileiko AA. Bridging theories of particle size distribution. *Burenie i nef't*. 2011;6:16–18. (In Russ.)
11. Bragina OA, Bogdanov VS, Vakhromeev AG, Danchenko GI, Fonin PN, Shcherbin SA. *Drilling mud and a method for its production*. Patent RF, no. 2255104; 2005. (In Russ.)
12. Matyash SA, Karpov VF, Vedernikova YaA. Effectiveness of the reservoir penetration for different systems of drilling muds. In: *Tekhnicheskie sistemy i tekhnologicheskie protsessy: materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii* = Technical Systems and Technological Processes: Proceedings of the International scientific and practical conference. Iss. 20. Ufa; 2018. p.62–64. (In Russ.)
13. Ibraev SA, Otarov EZh, Zeinidenov AK. Data on the physical and chemical properties of the chrysotile asbestos fiber surface. *Vestnik Karagandinskogo universiteta* = Bulletin of the Karaganda university. 1996;1:3–7. (In Russ.)

Критерии авторства / Authorship criteria

Ташкевич И.Д., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. написали статью, имеют равные авторские права и несут одинаковую ответственность за плагиат.

Ivan D. Tashkevich, Andrey G. Vakhromeev, Sergey A. Sverkunov are the authors of the article, hold equal copyright and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов / Responsibility for plagiarism

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare that there is no conflict of interest regarding the publication of this article.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

All authors have read and approved the final version of this manuscript.

Сведения об авторах / Information about the authors

Ташкевич Иван Дмитриевич,
аспирант,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
✉ e-mail: vantash@mail.ru
Ivan D. Tashkevich,
Postgraduate Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,
✉ e-mail: vantash@mail.ru

Вахромеев Андрей Гелиевич,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
зав. лабораторией геологии нефти и газа,
Институт земной коры СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128, Россия,
начальник геологического отдела,
ООО «РН-Бурение», иркутский филиал,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 257, Россия,
e-mail: andrey_igp@mail.ru
Andrey G. Vakhromeev,
Dr. Sci. (Geol. & Mineral.),
Professor, Department of Oil and Gas Production,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,
Head of the Laboratory of Oil and Gas Geology,
Institute of the Earth's Crust, SB RAS,
128 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia,
Chief of the Geology Department,
LLC "RN-Drilling", Irkutsk Branch,
257 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia,
e-mail: andrey_igp@mail.ru

Сверкунов Сергей Александрович,
кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
главный технолог районной инженерно-технологической службы,
ООО «РН-Бурение», иркутский филиал,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 257, Россия,
e-mail: dobro_75@mail.ru
Sergey A. Sverkunov,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor, Department of Oil and Gas Production,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,
Chief Technologist, Regional Engineering and Technological Service,
LLC "RN-Drilling", Irkutsk Branch,
257 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia,
e-mail: dobro_75@mail.ru