УДК 622.245.42

АНАЛИЗ МЕХАНИЗМА ФОРМИРОВАНИЯ КАНАЛОВ ЦЕМЕНТИРУЕМОГО ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНЫ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF THE MECHANISM OF FORMATION OF CHANNELS IN THE CEMENTED ANNEL SPACE OF A WELL

Тихонов Евгений Владимирович
технический директор отдела буровых растворов,
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonovv@yandex.ru

Аннотация. В статье показано, что для возникновения причин газопроявлений и флюидопроявлений необходимо выполнение двух условий: наличия (образования) канала и перепада давления. В случае с газопроявлениями вопрос о создании перепада давления ясен – оно создаётся и почти равно пластовому, когда продвижение происходит вверх по заколонному пространству в месте накопления. В случае с флюидопроявлениями продвижение жидких флюидов почти не изучено, и механизм их продвижения теоретически требует наличия «чистого» канала. Поэтому приходится схематизировать сам процесс вытеснения и состояние компонентов, их расположение, а также изучать возможные пути взаимодействия и последствия (результат) влияния друг на друга.

Ключевые слова: зацементированное заколонное пространство; ожидание затвердевания цемента; вытеснение бурового раствора цементным; выход цементного раствора из-под башмака обсадной колонны; проявление контракционного эффекта; седиментационные процессы в цементном растворе; смешение бурового и цементного растворов.

Tikhonov Evgeny Vladimirovich
Technical Director
of Drilling Fluids Department,
«BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonovv@yandex.ru

Annotation. The article shows that for the causes of gas and fluid shows to occur, two conditions must be met: the presence (formation) of a channel and a pressure difference. In the case of gas shows, the question of creating a pressure difference is clear - it is created and is almost equal to the formation pressure when the movement occurs upward along the annular space at the accumulation site. In the case of fluid shows, the movement of liquid fluids has been almost unstudied, and the mechanism of their movement theoretically requires the presence of a «clean» channel. Therefore, it is necessary to schematize the displacement process itself and the state of the components, their location, and also to study possible interaction paths and the consequences (result) of their influence on each other.

Keywords: cemented annular space; waiting for cement to harden; displacing drilling mud with cement; cement slurry coming out from under the casing shoe; manifestation of the contraction effect; sedimentation processes in the cement slurry; mixing of drilling and cement slurries.

Изучение причин флюидопроявлений (особенно газопроявлений) убедительно показывает, что для их реализации необходимо выполнение, по меньшей мере, двух условий: наличие (образование) канала (совсем необязательно, что это будет своего рода трубопровод) и перепада давления. Вопрос о создании перепада давления газом ясен – оно создаётся и почти равно пластовому в случае продвижения вверх по заколонному пространству в месте накопления. Это наиболее опасный, но и наиболее изученный случай (хотя не совсем ясно «проталкивание» и «прострел» им различного вида пробок). Продвижение же жидких флюидов почти не изучено, и механизм их продвижения теоретически требует наличия «чистого» канала (за исключением случая, когда цементный раствор пребывает ещё в жидком, даже не структурированном состоянии).

В обеспечении движения пластового флюида в зацементированном заколонном пространстве необходимо выполнение второго условия – образования канала.

Для развития газопроявления и выхода газа на поверхность (движение газа из пласта в пласт остаётся незамеченным, по крайней мере, в первое время после цементирования) вскоре после цементирования с катастрофическими последствиями необходимо резкое падение противодавления на флюид пласта. Если вскрыт бурением пласт с АВПД, то при значительном превышении его столба бурового и цементного растворов ситуация ясна, и предупреждение её в руках оператора.

Если случаи не столь тривиальны, то следует определить наиболее слабые места в зацементированном заколонном пространстве.

Зацементированное заколонное пространство сразу после посадки цементировочной пробки на стоп-кольцо и остановки движения растворов (и прекращения действия второго гидравлического удара) представляет собой пёструю смесь неполностью вытесненного бурового (глинистого) раствора, оставшегося в виде «языков» в различных местах заколонного пространства, цементного раствора, заполняющего по сечению крайне неравномерно (по высоте подъёма) заколонное пространство, фильтрационной корки (в некоторых местах полностью удалённой с поверхности коллектора) и кусков породы, оторвавшейся потоком растворов при высокой скорости их движения, а также сгустков, представляющих смесь бурового и цементного растворов неизвестного объёма и протяжённости.

После ОЗЦ и в последующие сроки твердения цементного камня эта смесь при взаимодействии компонентов приобретает некоторые свойства, которые не наблюдаются в экспериментах, так как воспроизвести их нельзя из-за случайности процессов смешения и невозможности их моделирования. Поэтому приходится схематизировать сам процесс вытеснения и состояние компонентов, их расположение, а также изучать возможные пути взаимодействия и последствия (результат) влияния друг на друга.

Итак:

1. Предложим полное (100 %) вытеснение бурового раствора обычным цементным. Если происходит газопроявление (или флюидопроявление), газ может двигаться только по массе цементного раствора или вдоль поверхностей соприкосновения с породой или колонной. Формирование и развитие каналов (в самой разнообразной форме) определяется самим цементным раствором. После его затвердения в случае наличие газопроявлений ответственным за возникновение каналов может быть только цементный камень или возникающий зазор между цементным камнем и обсадной колонной в результате снижения в ней давления (по технологическим причинам).

2. Предположим, самый общий случай: в заколонном зацементированном пространстве есть все ранее описанные составляющие, расположенные в разных по глубине скважины сечениях самым неупорядоченным образом, причём изменяющимся от скважины к скважине. Здесь цементный раствор прерывается пачками смеси его с буровым со свойствами, отличными от любого из растворов; фильтрационная корка бурового раствора (на коллекторе) пропитывается свободной водой цементного раствора, коагулирует, местами обрывается (во всяком случае, смывается её менее прочная верхняя часть), она попадает в цементный раствор; в цементный раствор попадает и часть породы, смытая потоком или отколотая замками или элементами технологической оснастки обсадной колонны при её движении и т.д. Вариантов распределения составляющих раствора в цементном растворе много; возможен вариант «одностороннего» прохождения цементного раствора в кольцевом пространстве с подъёмом его выше планируемого (что и является показателем «односторонности», возможно, прерывающейся, ориентирующейся в разных направлениях, непостоянной по площади сечения различных глубинах и т.д.).

Между компонентами, включёнными в раствор, возникают неидентичные и неоднозначные взаимодействия (и химические, и физические на стадии растворов) – все составляющие предварительно были обработаны различными химическими реагентами, что усложняет взаимодействие, а, например, фильтрационные корки формировались из буровых растворов различных химических обработок (в зависимости от глубин скважины, температурных условий и ионного состава пластовых вод). Вот в таких условиях цементный (уже далеко не первоначального состава) раствор начинает твердеть, воздействуя на привнесённые компоненты и контактные поверхности (стенки скважины и колонны).

Это два крайних случая. Наиболее часты случаи не столь интенсивного поступления в цементный раствор посторонних включений. Но мы ещё не научились контролировать «чистоту» цементного раствора в заколонном пространстве, заполняемость им различных участков в заколонном пространстве скважины по её глубине.

До сих пор у многих специалистов бытует мнение, что зацементированное заколонное пространство представляет собой сплошное тело, что «плотная, тонкая» глинистая корка, по меньшей мере, не нарушает этой сплошности, что цементный камень создаёт давление и т.д. Закачали расчётное количество цементного (обычно чистого) раствора, зафиксировали момент «стоп», выдержали ОЗЦ, установили высоту подъ-

ёма цементного раствора – вот основные (причём, скоротечные) этапы осуществления самого ответственного периода строительства скважины, определяющего долговечность крепи, периодичность всех видов ремонтов, особенно на заключительной стадии разработки и газовых, и нефтяных месторождений.

На самом деле сразу же после выхода цементного раствора из-под башмака обсадной колонны начинаются сложные процессы как в самом цементном растворе, так и в зонах соприкосновения его с буровым раствором, коркой, породами, поверхностью обсадной колонны, оснащённой элементами технологической оснастки с возможным движением последней.

Итак, следует обсудить проблему возникновения путей движения флюида, в частности, газа, в зацементированном заколонном пространстве при наличии соответствующего перепада давления для идеального и обычного, имеющего место в практических условиях, случаев.

На стадии, когда в цементном растворе ещё не наступили процессы структурообразования, но он уже находится в заколонном пространстве (идеальный случай), возможны только седиментационные процессы и поступление свободной воды в коллекторы. Синерезис никто не наблюдал, поэтому это явление исключим из рассмотрения. Седиментация характеризуется сдвигом части твёрдой массы цементного раствора вниз; свободная вода (которая не ушла в коллекторы) поднимается, проникая через спускающуюся массу твёрдой составляющей. Свободная вода накапливается у наружной стенки части обсадной колонны, составляющей с горизонталью острый угол. Эта вода в гравитационном поле поднимается вдоль колонны. Процесс седиментации прерывистый: опускающаяся твёрдая масса удерживается различными выступами – нависающими участками породы, элементами технологической оснастки, даже муфтовыми соединениями. Сразу же под удерживаемыми частично обезвоженными участками цементного теста, под нависающими участками каверн, под планками центраторов, даже под замками скапливается свободная вода. Сплошное оседание в заколонном пространстве до забоя невозможно. Причина – геометрические размеры и форма пространства.

Описанная схема прерывается в момент начала структурообразования цементного раствора, когда начинает появляться каркас, в ячейках которого заключена вода, частично уже несвободная, а заключаемая в порах. Часть воды уже ушла на процесс гидролиза и гидратации цемента. Её количество будет возрастать, увеличивается и количество твёрдой массы.

Сразу же в процессе с начала структурообразования проявляется контракционный эффект (хотя его начало ведёт отчёт с того, когда зерно цемента попадёт в окружение воды). Кривая развития и течения контракции повторяет (с некоторым приближением) кривую формирования и развития механической прочности цементного камня. Т.е. контракция – это неотъемлемое свойство чистого цементного раствора и камня. Однако введением различных материалов в цемент (или цементный раствор) прочность цементного камня можно свести на нет, но контракция вяжущих материалов нулю равна не бывает. Её можно замедлить (как замедляется процесс схватывания цементного раствора и твердения камня) или уменьшить, введя в цемент песок или глину, перлит или диатомовую землю (но не шлак, который является вяжущим веществом), т.е. в единице объёма цемент частично заменить инертными материалами. Внешнее проявление контракции вяжущего (цемента) при соединении с водой проявляется в развитии вакуума на поверхности твердеющих цементного раствора и камня и способностью поверхности при этом поглощать флюиды (газ, воду, нефть).

Поэтому остающаяся в порах загустевающего цементного раствора вода начинает поглощаться ещё не прогидратированными частями зёрен цемента. Поровое давление уменьшается. Если рассматривать заколонное пространство как закрытую (изолированную) систему (а на отдельных участках заколонного пространства, так и есть), то и свободная вода частично поглотится.

В результате «прерывистой» седиментации в результате выхода из взвешенного состояния твёрдой фазы цементного раствора давление в системе (на флюид пласта) снижается почти до гидростатического, а в результате проявления контракционного эффекта оно ещё больше уменьшится. Но ещё до начала проявления контракционного эффекта, когда уже определяется структура цементного теста, при наличии пласта с АВПД может возникнуть движение флюида к устью скважины.

В начале седиментационных процессов в цементном растворе в заколонном пространстве фиксируется падение давления с помощью манометров. В первый момент это явление объясняется седиментационным процессом, затем (его продолжение) структурообразованием любого раствора (цементного, бурового и т.д., способного образовывать структуру); это явление иногда называют «зависанием»: они (растворы) же препятствуют правильной оценке падения давления в стволе скважины вследствие забивания отверстий пружины твёрдыми частицами раствора. Манометр лишён этого недостатка. Само по себе явление так называемого «зависания» не опасно. Опасен момент, когда начинается движение флюида пласта, а структурообразование или ещё не проявляется, или только началось и связи между частицами слабы. Итак, в идеальном случае цементирования движение флюида из пласта при АВПД возможно, что и наблюдалось многократно в практических условиях.

Однако если скорость структурообразования цементного раствора высока, начавшееся движение флюида может прекратиться. Но поровое давление всё равно будет уменьшаться вследствие проявления эффекта контракции.

Седиментационные процессы в цементном растворе могут быть легко предупреждены введением в цемент или раствор структурообразователей, наиболее употребляемыми из которых являются бентонитовый порошок в количестве, примерно, от 3 до 30 % (в последнем случае – тампонажный раствор уменьшенной плотности) и (или) высокомолекулярных соединений типа карбоксиметилцеллюлозы, гипана и др. Можно получить седиментационно устойчивые тампонажные растворы уменьшением водоцементного отношения, но с введением пластификаторов для сохранения удобопрокачиваемости растворов. Но применение этих растворов ограничивается их повышенной плотностью. Повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов совсем необязательно приведёт к снижению их водоотдачи, особенно при действии высоких температур, давлений и значительных перепадов давления. Процесс так называемого «зависания» будет наблюдаться во всех этих случаях.

Рассмотрим общий случай цементирования. Картину идеального цементирования изменят попавшие в цементный раствор некоторые объёмы бурового раствора, оторвавшейся фильтрационной корки, куски породы, пачки смеси бурового и цементного растворов (как правило, представляющие густые пастообразные пачки); особенностью изменившейся ситуации стало наличие на большой части поверхности пород фильтрационной корки (или плотного слоя бурового раствора), возник прецедент взаимодействия оказавшихся в соприкосновении различных составляющих, ранее обработанных химическими реагентами (без учёта этого взаимодействия и его последствий).

Во втором случае стройная седиментационная картина сохранится в ещё меньшем количестве участков заколонного пространства в связи с появлением своего рода преград, экранов на пути подъёма воды и движения вниз твёрдой составляющей цементного раствора. Сразу после окончания продавливания цементного раствора в ограниченном пространстве отдельных участков скапливается под экранами свободная вода. Кое-где возникают промытости (особенно у нижней стороны колонны). Условия для твердения цементного раствора изменяются не только за счёт «поднятия» воды по стволу, повышенной температуры, а затем восстановления естественного температурного градиента, но и за счёт смешения цементного раствора с буровым. Как правило, в этом случае происходит замедление процесса схватывания цементного раствора, хотя в отдельных случаях может наблюдаться и ускорение (за счёт реагентов, введённых в буровой раствор или его базы, например, присутствие извести и т.д.). В местах контакта с водой (под экранами) цементный раствор (при температурах до 60–80 °С) будет медленнее схватываться (хотя загустевать может быстрее в зависимости от присутствия в воде химических реагентов – от бурового раствора); в местах контакта с пачками бурового раствора (сверху экрана) и фильтрационной корки также более замедленное схватывание цементного раствора.

В случае смешения бурового и цементного растворов (без буферных жидкостей) возможно много вариантов. Во-первых, при движении смешение их сопровождается, как правило, образованием трудно прокачиваемых пробок, являющихся одной из основных причин повышения давления. Смешение растворов зависит от их реологических параметров, режима движения, поперечных размеров кольцевого пространства и

наличия неровностей разреза пород (конфигурации ствола), разницы плотностей, химической обработки и др. По данным анализа геофизических исследований протяжённости зон смешения могут быть значительными, концентрация бурового раствора в цементном может быть различной (от 0 до 100 %). На свойства смесей заметное влияние оказывают замедлители сроков схватывания. Присутствие, например, ССБ и хромпика в цементном растворе повышает интенсивность загустевания смесей и т.д. При обработке бурового раствора УЩР проявляется несовместимость его с цементным, при небольших добавках последнего происходит коагуляция бурового раствора.

Во-вторых, при общем варианте цементирования, кроме седиментационных явлений на отдельных участках, накопления свободной воды под различными экранами и отфильтровывания свободной воды в коллекторы (а в некоторых случаях коагулирующуюся) через глинистую корку или при срыве её непосредственно в пласт, происходит коагуляция (возможно, синерезис) бурового раствора при его контактировании с цементным.

Через некоторое время (в отдельных участках скважины сразу же – всё зависит от температуры окружающей среды и от правильности подбора рецептуры цементного раствора) начинается образование структуры цементного раствора и проявляется контракционный эффект. Активность этого эффекта нарастает с повышением температуры. Цементный раствор, твердея, засасывает воду из бурового раствора, фильтрационной корки; цементно-глинистые пробки превращаются в пористое тело.

Если принять распределение температуры по стволу скважины естественное, то наиболее интенсивно процесс контракции происходит внизу, у забоя, т.е. в зоне высокой температуры. Здесь происходит наибольший за единицу времени подсос воды твердеющим цементным камнем. Выше по стволу, где более низкие температуры, процесс идёт медленнее. Однако и здесь несколько позже наступает максимум эффекта. В образовавшиеся трещины поступает газ. По мере отсоса воды из остатков глинистого раствора и корки газ заполняет места потери воды. И так до определённой высоты газ поднимается по мере развития процесса обезвоживания глинистого раствора и фильтрационной корки. Если вышележащий столб жидкости и участок ещё незатвердевшего цементного раствора не противостоит давлению газа (а оно практически равно пластовому), происходит выброс. Если столб жидкости пока удерживает давление газа, последний накапливается в трещинах бурового раствора и корки, находящихся на контакте также начинающего затвердевать цементного раствора. Если происходит коагуляция глинистого раствора и корки, давление на этом участке снижается почти до гидростатического, а это способствует движению газа. Если обезвоживание «языка» глинистого раствора окружено цементным, газ может не проникать в этот объём или, проникая, не участвует в процессах выброса.

Водяные пласты, которые подпитывают фильтрационную корку по мере потери ею воды в результате действия контракции, к сожалению, во-первых, не успевают восстановить баланс воды, а во-вторых, со стороны контакта с цементным раствором-камнем за счёт ионообменного процесса глинистый раствор (корка) превращается в камневидное тело с невосстанавливаемыми свойствами (при погружении в воду).

Кстати, если газ по пути следования продвигался мимо геологически нарушенных, ослабленных или проницаемых пород, он может проявиться на земной поверхности в виде грифона. Наиболее частый случай – перетоки флюидов в коллекторы с меньшим давлением.

Интенсивность процесса контракции зависит от температуры и давления. Она приближается к потенциально-максимальным значениям: для портландцементных растворов при 100 °С через 3–4 часа, при 80 °С – через 4–5 часов, при 50 °С – через 5–7 часов. Её действие будет проявляться тем дольше, чем ниже температура (при 22 °С – через 20–30 часов).

Если контракция – присущее цементам свойство, то каков же выход из ситуации. Почти все мероприятия известны, но далеко не всегда практикуются.

1) главное – наиболее полное вытеснение бурового раствора цементным (хотя бы на наиболее опасных участках), для чего необходимо:

- заранее стараться обеспечить формирование ствола скважины как можно ближе к цилиндрической форме, без желобов, каверн;
- цементирование обсадной колонны;

• расхаживание или (и) вращение обсадной колонны (для разрушения структуры бурового раствора);

• использование скребков (хотя бы в наиболее ответственных участках) с обязательной обработкой цементного раствора с целью понизить (в идеальном случае до значений, близких к нулю) его водоотдачу;

• применять буферные жидкости для предупреждения смешения бурового и цементного растворов и промывки заколонного пространства (с возможным удалением хотя бы части фильтрационной корки);

2) обязательное повышение седиментационной устойчивости цементных растворов с подбором их рецептуры для конкретных условий цементирования в лабораторных условиях;

3) прекратить применение чистых цементных растворов (в т.ч. и шлаковых), характеризующихся высоким контракционным эффектом, и перейти на применение цементно-песчаных, цементно-бентонитовых и других тампонажных материалов, в которых значительная часть цемента (проявляющего контракционный эффект) заменяется инертным (безконтракционным) материалом. Следует отметить, что бентонитовый порошок также проявляет (до полного распускания) этот эффект, что должно предварительно рассматриваться в лабораторных условиях – возможно использование схемы смешения бурового и цементного растворов.

Литература

1. Булатов А.И. О качестве пробуренной скважины и её крепи // Бурение и нефть. – 2015. – № 10. – С. 10–12.
2. К вопросу зависания тампонажного раствора на обсадных трубах в период ОЗЦ / А.И. Булатов [и др.] // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1971. – № 2. – С. 21–24.
3. Булатов А.И. О необходимости учёта седиментационной устойчивости тампонажных растворов / А.И. Булатов, А.К. Куксов, О.Н. Обозин // Бурение. – 1971. – № 2. – С. 19–22.
4. Булатов А.И., Обозин О.Н., Куксов А.К. Возникновения каналов в затрубном пространстве скважин после цементирования // Газовая промышленность. – 1970. – № 2. – С. 3–6.
5. Злобин И.И. Влияние компонентов тампонажного раствора на качество цементирование направления и кондуктора И.И./ Злобин, Н.Е. Щербич, В.И. Урсу // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 389–392.
6. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.
7. Тихонов Е.В. Подбор рецептур бурового раствора для устранения и предотвращения осложнений при бурении скважин в условиях вечной мерзлоты // Булатовские чтения. – 2024. – Т. 1. – С. 314–320.
8. Тихонов Е.В. Основные направления снижения стоимости буровых работ и капитального ремонта скважин / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова; Под редакцией Р.В. Агиней // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ - 2025: материалы XXVI Международной молодёжной научной конференции (27–28 марта 2025 года, г. Ухта) : в 2 ч. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2025. – Ч. 2. – С. 151–156.
9. Тихонов Е.В. Анализ применения газированных технологических жидкостей для бурения скважин на нефтяных месторождениях с аномально низким пластовым давлением // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 233–245.
10. Тихонов Е.В. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для нефтяного месторождения центральной части Западно-Сибирской равнины // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 246–257.
11. Тихонов Е.В. Критерии оценки качества и требования к свойствам буровых растворов, обеспечивающих надёжную подготовку ствола скважины к креплению // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 2. – С. 125–130.
12. Тихонов Е.В. Очистка буровых растворов и управление их свойствами при заканчивании скважин // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 2. – С. 131–136.
13. Тихонов Е.В. Анализ изменения плотности нагнетаемой в скважину аэрированной жидкости / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 50–52.
14. Черненко А.В. О седиментационной устойчивости тампонажных растворов / А.В. Черненко, А.Е. Горлов // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 7. – С. 21–23.
15. Selecting bridging agents' particle size distribution for optimum plugging while drilling in permeable zones / V. Izyurov [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019 Paper Number: SPE-197009-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/197009-MS (Published 22 October 2019.

16. Engineering fluids and hydraulics to drill the first sub-horizontal well with narrow ECD window in Eastern Urengoy license area / P.N. Sergeev [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021 Paper Number: SPE-206448-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/206448-MS (Published 12 October 2021).
17. Hollow glass spheres HGS in drilling fluid: case study of preventing and mitigating total losses / V. Sherishorin [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021 Paper Number: SPE-206447-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/206447-MS (Published 12 October 2021).

References

1. Bulatov A.I. On the quality of a drilled well and its support // Drilling and Oil. – 2015. – № 10. – P. 10–12.
2. On the issue of cement slurry hanging on casing pipes while waiting for cement to harden / A.I. Bulatov [et al.] // Azerbaijan Oil Industry. – 1971. – No. 2. – P. 21-24.
3. Bulatov A.I. On the need to take into account the sedimentation stability of cement slurries / A.I. Bulatov, A.K. Kuksov, O.N. Obozin // Drilling. – 1971. – № 2. – P. 19–22.
4. Bulatov A.I., Obozin O.N., Kuksov A.K. Formation of channels in the annular space of wells after cementing // Gas industry. – 1970. – № 2. – P. 3–6.
5. Zlobin I.I. Influence of the components of the ground mortar on the quality of cementing conductor casing and surface casing / I.I. Zlobin, N.E. Sherbich, V.I. Ursu // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 389–392.
6. Tikhonov E.V. Analysis of the problems of drilling wells and tapping oil and gas formations in difficult conditions // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206–222.
7. Tikhonov E.V. Selection of drilling fluid formulations to eliminate and prevent complications when drilling wells in permafrost conditions // Readings of A.I. Bulatov. – 2024. – Vol. 1. – P. 314–320.
8. Tikhonov E.V. Main directions of reducing the cost of drilling operations and well workover / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova; Edited by R.V. Aginei // SEVERGEOECOTECH – 2025: Proceedings of the XXVI International youth scientific conference (March 27–28, 2025, Ukhta) : in 2 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2025. – Part 2. – P. 151–156.
9. Tikhonov E.V. Analysis of the use of carbonated process fluids for drilling wells in oil fields with abnormally low reservoir pressure // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 233–245.
10. Tikhonov E.V. Design of drilling fluid formulations for drilling intervals for an oil field in the Central part of the West Siberian plain // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 246–257.
11. Tikhonov E.V. Quality assessment criteria and requirements to the properties of drilling fluid that ensure reliable preparation of the well bore for fixing // Readings of A.I. Bulatov. – 2025. – Vol. 2. – P. 125–130.
12. Tikhonov E.V. Cleaning and managing drilling fluid properties during well completion // Readings of A.I. Bulatov. – 2025. – Vol. 2. – P. 131–136.
13. Tikhonov E.V. Analysis of the change in the density of aerated liquid injected into a well / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova // Petroleum Engineer. – 2025. – № 2. – P. 50–52.
14. Chernenko A.V. On the sedimentation stability of cement slurries / A.V. Chernenko, A.E. Gorlov // Oil industry. – 1977. – № 7. – P. 21–23.
15. Selecting bridging agents' particle size distribution for optimum plugging while drilling in permeable zones / V. Izyurov [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019 Paper Number: SPE-197009-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/197009-MS (Published 22 October 2019.
16. Engineering fluids and hydraulics to drill the first sub-horizontal well with narrow ECD window in Eastern Urengoy license area / P.N. Sergeev [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021 Paper Number: SPE-206448-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/206448-MS (Published 12 October 2021).
17. Hollow glass spheres HGS in drilling fluid: case study of preventing and mitigating total losses / V. Sherishorin [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021 Paper Number: SPE-206447-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/206447-MS (Published 12 October 2021).