

УДК 622.691

А.М. Чеботаренко

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ИЗОЛЯЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ

Проведен анализ современного состояния проблемы надежной изоляции и ликвидации подземных хранилищ. Изучены существующие на данный момент для решения этой проблемы тампонажные материалы, а также применяемые к ним добавки, используемые для достижения тех или иных свойств тампонажного раствора и повышения качества изоляции и ликвидации скважины. Рассмотрены технологии закачки тампонажного раствора в скважину, применяемые с учетом особенностей состава тампонажного материала, различных физико-химических и технологических факторов. Приведены результаты разработок новых технологических решений и новых технологий, снижающих затраты и повышающих эффективность работ на скважинах по их изоляции и ликвидации.

Ключевые слова: затрубное пространство скважин, тампонажные работы, полезные ископаемые.

В последние десятилетия одной из актуальных задач в нефтегазовой промышленности является качественная и надежная ликвидация скважин подземных хранилищ, выполнивших свое целевое назначение или находящихся в аварийном состоянии. В соответствии с действующим Российским законодательством ликвидированные скважины должны находиться в состоянии, обеспечивающем сохранность месторождения, безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей природной среды в зоне влияния ликвидированных объектов.

Основными этапами процессов изоляции и ликвидации скважин подземных хранилищ являются:

- проведение комплекса ремонтно-восстановительных работ на скважинах подземных емкостей, имеющих целью подготовку внутритрубного пространства скважин к последующему качественному проведению тампонажных работ, а также надежную изоляцию затрубного пространства

скважин посредством тампонажа подбашмачной зоны;

- выбор состава тампонажного раствора для проведения изоляционных и ликвидационных работ с учетом горно-геологических условий залегания месторождения, технологии проведения изоляционно-ликвидационных работ, адгезии состава к массиву горных пород, безопасности применения данного состава в скважинах;

- выбор технологии закачки тампонажного раствора в скважину с учетом вышеперечисленных критериев и проведение работ по изоляции и ликвидации скважин;

- систематический мониторинг окружающей среды в районе залегания хранилища с целью оценки качества проведения изоляционно-ликвидационных работ.

Тампонажный раствор в первую очередь должен характеризоваться устойчивой однородностью, хорошо смачивать поверхность металлических труб и горные породы, быть химически инертным по отношению к метал-

лу, горным породам и пластовым флюидам. Требование не распространяется на те случаи, когда в тампонажный раствор вводят специальные добавки, взаимодействующие с металлом колонны, горной породой или пластовым флюидом, для достижения каких-либо определенных целей. Тампонажный раствор должен иметь регулируемые сроки отвердевания. Вязкость тампонажного раствора должна находиться в определенных оптимальных пределах. Одним из важнейших технических требований, предъявляемых к тампонажному раствору, является простота его приготовления в условиях буровой. Твердение тампонажного материала после начала загустевания не должно сопровождаться усадкой. Идеальным по данному параметру является тампонажный материал, затвердевающий с одновременным расширением. Известно, что у большинства материалов механическая прочность зависит от температуры эксплуатации. Этот фактор требует, чтобы материалы, предназначенные для эксплуатации в термальных скважинах, специально исследовались на термостойкость. Тампонажные материалы, предназначенные для тампонирувания скважин в зонах многолетней мерзлоты, должны быть исследованы и на морозостойкость.

Тампонажный камень, сформировавшийся и затвердевший в затрубном пространстве скважины, в зоне поглощения или водогазонефтепроявления, должен иметь нулевую водогазонефтепроницаемость. Камень должен характеризоваться инертностью по отношению к окружающей среде, быть коррозионностойким. Механическая прочность, приобретаемая тампонажным камнем при отвердевании, должна обеспечивать сохранение камнем приданной ему геометри-

ческой формы. Не менее важной характеристикой, чем механическая прочность, является трещиностойкость камня, количественной мерой которой является удельная ударная вязкость. Высокая трещиностойкость камня совершенно необходима, так как он постоянно работает при ударных воздействиях. При производстве повторных изоляционных работ вновь закачиваемый тампонажный раствор твердеет на контакте со старым тампонажным камнем. Для обеспечения высокого тампонирующего эффекта необходимо, чтобы раствор был совместим с камнем, то есть хорошо смачивал его, а вновь образующийся камень имел адгезию к старому камню, соизмеримую с его собственной прочностью. Кроме всего прочего, тампонажный камень, применяемый на месторождениях с промышленными запасами подземных вод, не должен содержать растворимых токсичных компонентов.

При проведении изоляционно-ликвидационных работ необходимо учитывать существование межпластовых перетоков (МПП) и межколонных давлений (МКД), характерных для геологического разреза данного месторождения [1—5]. Так, например, на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ) проблемы связаны прежде всего со сложным геологическим месторождением, избилующим многочисленными источниками, в том числе с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) по стволу скважины. Эти источники представлены агрессивным газом, нефтью, рапой, высокопластичными солевыми и глинистыми отложениями. Кроме того, скважины подземных хранилищ на данном объекте характеризуются низким уровнем качества цементировочных работ при строительстве скважин и плохим техниче-

ским состоянием обсадных колонн и цементного кольца в результате их длительной эксплуатации.

С каждым годом возможность надежной ликвидации скважин, находящихся на консервации в ожидании ликвидации, сокращается. Это связано с тем, что со временем возрастает коррозионный износ металла обсадных колонн, происходит дальнейшее нарушение целостности цементного камня за колоннами. Поэтому затягивать с ликвидацией скважин не просто неразумно, но и опасно, так как это неминуемо ведет к увеличению промышленных и экологических рисков, высоким расходам на неоднократную ликвидацию и неизбежным расходам на содержание скважин, подлежащих ликвидации. При этом необходимо отметить, что в условиях сложных геологических разрезов нельзя разделять скважины на имеющие и не имеющие межколонных давлений и заколонных перетоков. В данном геологическом разрезе все скважины должны рассматриваться как потенциально опасные с точки зрения появления МКД и заколонных перетоков. Многолетние наблюдения за ранее ликвидированными скважинами на АГКМ подтверждают этот факт. Ранее ликвидированные скважины через некоторое время снова возвращались на повторную ликвидацию по причине появления давления в трубном, затрубном и межколонном пространстве (даже те, которые до ликвидации межколонных давлений не имели).

Для решения вопроса изоляции и ликвидации скважин разработаны различные рецептуры тампонажных материалов, позволяющие снижать вероятность возникновения газопроявлений за счет устранения зазоров между стенками обсадной колонны и цементным мостом, повы-

сить надежность установки цементных мостов и их прочность, устранить межколонные газопроявления при негерметичной эксплуатационной колонне.

Анализ работ по изоляции и ликвидации скважин [6] показывает, что практически во всех скважинах при установке цементных мостов используется тампонажный бездобавочный портландцемент, обладающий высокой прочностью на изгиб и хорошей растекаемостью. Однако, существенным недостатком этого тампонажного материала является значительное время загустевания и схватывания раствора. Поэтому научно обоснована и экспериментально подтверждена необходимость применения новых составов тампонажных материалов при выполнении работ по изоляции и ликвидации скважин. Разработаны новые составы расширяющихся и облегченных тампонажных материалов, обеспечивающих повышение качества разобщения пластов при установке цементных мостов. Расширение цементного камня возможно при введении в цемент вещества, образующего при химической реакции газообразные продукты, или при введении в него расширяющихся добавок, которые при химической реакции между собой или другими веществами, находящимися в цементном растворе, образуют кристаллические продукты большего объема, чем исходные. При расширении тампонажного камня увеличивается его сцепление со стенкой эксплуатационной колонны, что исключает образование возможных каналов газопроявлений.

Альтернативой установке цементного моста является способ изоляции с применением пакерующего устройства [7,8].

Когда возникновение межколонных газопроявлений связано с негер-

Таблица 1

Рецептуры исходных составов для получения герметизирующего раствора

Композиция 1		Композиция 2	
Компоненты	Массовая доля, %	Компоненты	Массовая доля, %
Раствор CaCl ₂ плотностью 1,5 г/см ³	52,2	Карбонат натрия	18
Шлам «Дисин»	45	Сульфат натрия	14
Синтетические жирные кислоты	1,5	Вода	50

метично установленным забойным пакером и перетоками газа через резьбовые соединения обсадных труб, применяется метод скользящего тампонирования — закачка и продавка в затрубное (надпакерное) пространство герметизирующих растворов. При этом используются разработанные и запатентованные рецептуры герметизирующих растворов [9], которые обладают гораздо более высокой проникающей способностью, что очень важно, поскольку из-за высокой текучести газ поступает, как правило, по каналам очень малого размера. Методика и технология ликвидации межколонного газопроявления заключается в одновременной закачке в затрубное пространство двух составов, образующих в процессе смешения и продвижения в затрубном пространстве дисперсную систему. Эта система по мере поступления в неплотные резьбовые соединения эксплуатационной колонны, трещины и каналы заколонного цементного камня очень сильно повышает свои структурно-механические параметры во времени и надежно закупоривает пути выхода газа через межколонное пространство. Остаток смеси продавливается в надпакерную зону и дополнительно перекрывает пути поступления газа в затрубное пространство. В табл. 1 приведены рецептуры исходных составов для получения герметизирующего раствора.

Также разработана технология [6] изоляции скважин путем установки цементных мостов с применением расширяющихся тампонажных материалов. Предлагаемая технология включает глушение скважины технологическими растворами, извлечение из скважины подземного оборудования с использованием малогабаритных элеваторов [10], непосредственное заливание без давления через насосно-компрессорные трубы (НКТ) тампонажного раствора и установку цементного моста над интервалом продуктивного пласта. Через 24 часа, не дожидаясь полного окончания затвердевания цемента (ОЗЦ), через НКТ закачивается под давлением дополнительное расчетное количество расширяющегося тампонажного раствора для заполнения им зазоров, образовавшихся между обсадной колонной и тампонажным камнем во время ОЗЦ. При этом в затрубном пространстве скважины поддерживается противодействие, равное или чуть большее давления продавливания тампонажного раствора по НКТ. Затем производится вымывание излишка тампонажного раствора и скважина оставляется на ОЗЦ. После ОЗЦ производится проверка цементного моста на прочность и герметичность. Колонна НКТ или извлекается из скважины, или приподнимается над цементным мостом, но остается в скважине. Ствол скважины в интервале мерзлых горных пород (МГП) за-

полняется незамерзающей жидкостью. С фонтанной арматуры снимаются штурвалы и манометры, на боковых отводах арматуры устанавливаются заглушки. Этот способ изоляции скважин более надежен, так как устраняет зазоры между обсадной колонной и тампонажным камнем, являющиеся одной из причин межколонных газопроявлений и позволяет повысить экологическую безопасность находящейся на консервации скважины.

Разработана также новая технология создания цементных мостов с использованием колтюбинговой установки [11], предусматривающая последовательное заполнение скважины с помощью гибкой трубы стабильным газовым конденсатом, буферной жидкостью, тампонажным раствором с замедлителем схватывания и реагентом, увеличивающим его растекание. Схватывания тампонажного раствора в трубном пространстве не происходит из-за перемешивания его излишка с метанолом и газовым конденсатом. По окончании испытаний цементного моста на прочность и герметичность из скважины извлекают гибкую трубу. Такой способ установки цементных мостов в скважинах позволяет снизить степень загрязнения прибойной зоны пласта (ПЗП) за счет использования растворов на углеводородной основе, сократить продолжительность работ в 5-6 раз, снизить стоимость в 3-4 раза за счет использования минимального количества технических средств и дешевых материалов, облегчить работы по расконсервации скважин и последующему их освоению. Введение в состав цементного тампонажного раствора бентонитовой добавки повышает его сорбционные свойства [12].

Для ликвидации скважин, МПП и МКД предложены также [13] новые технические решения с использованием в качестве тампонирующего мате-

риала мелкодисперсных цементов с условной вязкостью в пределах 19—25 секунд и высокой проникающей способностью. Суть этих решений сводится к следующему:

1. После диагностики технического состояния скважины по имеющейся геолого-промысловой информации и результатам последнего комплекса ГИС необходимо, в первую очередь, на ликвидируемых скважинах выявить все потенциально опасные источники МПП и МКД в разрезе скважины.

2. Независимо от того, являются ли эти источники на сегодняшний день причинами МКД или нет, проводится работа по их выявлению, начиная с нижней части ствола. В случае, если имеется такая возможность, производится разрядка этих горизонтов, что должно положительно сказаться на безопасности эксплуатации близлежащих скважин и надежности устанавливаемых ликвидационных мостов. После дренирования источника проводятся изоляционные работы.

3. При наличии в разрезе скважины высокопластичных пород (солей, глин и др.) с использованием фрезерных устройств сообщают заколонное пространство с колонным пространством путем образования технологического окна в колонне мощностью не менее 10—15 метров и обеспечивают гидравлические условия для затекания пластичных пород в колонну. Этим обеспечивается создание надежного флюидонепроницаемого экрана и моста из пластичных пород, приближенного к естественным горным условиям. При отсутствии течения солей в интервале вскрытых окон ниже на 20 м и на 50 м выше устанавливают ликвидационный тампонажный цементный мост, затворенный на насыщенный хлориде натрия.

Специалистами ЗАО «Октопус» разработаны следующие мероприятия:

- Применение щелевой гидropескоструйной перфорации для интенсификации сообщения с пластом.

- После разбуривания (фрезерования) колонны применяется гидрорезак (расширитель), который разрушает остатки старого цемента и удаляет остатки продуктов бурения со стенок каверн.

- Установка ликвидационных мостов на воде или рапе (без утяжеленного раствора) для повышения качества адгезии цементного камня к породе и колонне.

- Установка цементных мостов под давлением, что обеспечивает продавливание в пласт тампонажного материала. Давление снимается только после схватывания цемента.

- Применение ПАВ и других активных растворителей для подготовки поверхности породы и улучшения адгезии перед продавкой тампонажного материала в пласт и установкой цементного моста.

- Применение абсолютно флюидонепроницаемых и коррозионно-стойких материалов для тампонажных растворов с длительным ресурсом в геологическом масштабе времени.

- Применение в качестве тампонажного материала и добавки к нему мелкодисперсного вяжущего наполнителя типа «Микродур», повышающего флюидоупорность цементного камня.

Рекомендуется для предотвращения фильтрации флюидов проводить герметизацию трубного и затрубного пространства с использованием в качестве тампонажного раствора смеси цемента с особо тонкодисперсной минеральной вяжущей добавкой типа «Микродур» в виде водной суспензии для укрепления и уплотнения места герметизации. Перфорирование осуществляется в верхней части проницаемого горизонта и в подошве непроницаемой перемычки. Это не дает пластовым флюидам, имеющим избы-

точное давление, возможности обтекать места герметизации и прорываться к устью скважины. Использование водорастворимого полимера типа К-9 перед закачкой основного тампонажного раствора основано на свойстве этого материала коагулировать при контакте с пластовыми водами, содержащими ионы поливалентных металлов (Ca^{++} , Mg^{++} , Al^{+++} , Fe^{++} и др.).

«Микродур» является порошком специально подобранным минеральным и гранулометрическим составом. Это обеспечивает высокую газо- и водоудерживающую способность ($\text{B}/\text{ц}$ до 6,0) и реологические характеристики, соизмеримые с реологией обычной воды. Водные суспензии на основе «Микродура» обладают высокой проникающей способностью в поровую структуру породы с последующим затвердеванием. Водоцементное отношение суспензии определяется требуемой прочностью укрепления. В агрессивной среде применяется ОТДВ «Микродур» марки «R». Данная марка является устойчивой к химическим воздействиям, в том числе к воздействию сульфатов, сероводорода и хлора. Работы проводятся на технической воде или рапе на скважинах с АВПД при избыточном давлении на устье.

Использование этого способа позволяет в значительной степени повысить адгезию породных и металлических поверхностей к тампонажному раствору, сцепление тампонажного раствора с породой, с внутренней и внешней поверхностями колонны. Достигается высокая степень герметизации трубного и заколонного пространства, что позволяет использовать данный метод в скважинах с АВПД и при наличии агрессивных компонентов H_2S и CO_2 в пластовом флюиде.

В тех случаях, когда применение цементных растворов эффекта не при-

носит, используют полимерные тампонажные материалы [14]. Связующую основу полимерных тампонажных материалов составляют низкомолекулярные органические полимеробразующие составы и некоторые макромолекулярные соединения. Механизм образования из них твердых продуктов и свойства последних в корне отличаются от таковых у цементных растворов, благодаря чему возникает возможность достичь качественно новых показателей при тампонировании скважин. В настоящее время известно много рецептов тампонажных материалов, в которых вяжущей основой являются полимеры и полимеробразующие составы. Чаще всего их используют при капитальном ремонте скважин, реже — для изоляции зон поглощений и водогазо-нефтепроявлений при бурении, и почти никогда — для первичного тампонирования. Такое неравномерное распределение потребления вызвано в первую очередь дороговизной полимеров по сравнению с тампонажными цементами. Другая, может быть более существенная причина — отсутствие до последнего времени надежных рецептов полимерных тампонажных материалов, пригодных для герметизации заколонного пространства скважин, пробуренных в сложных геологических условиях.

В то же время для повышения качества тампонирования стволов таких скважин нужны тампонажные материалы, отвечающие изложенным выше требованиям, которых цементы часто не в состоянии обеспечить. Проведенные исследовательские работы и промышленные испытания свидетельствуют о том, что можно создать тампонажные материалы на полимерной основе, способные удовлетворить самые жесткие требования технологии, и в ряде случаев такие составы могут превосходить тампо-

нажные материалы на основе минеральных вяжущих. Накопленный производственный опыт использования полимерных тампонажных материалов указывает на то, что их применение в ряде случаев является оправданным не только технологически, но и экономически. Теоретический анализ и накопленный промысловый опыт позволяют выделить следующие основные направления их целесообразного использования:

1) тампонирование заколонного пространства при наличии пластов, склонных к поглощениям и гидроразрыву под действием тампонажных растворов высокой плотности;

2) тампонирование заколонного пространства скважин на месторождениях с малой толщиной разобщающих перемычек;

3) ликвидация интенсивных поглощений тампонажного раствора высокой плотности;

4) тампонирование поглощающих горизонтов, сложенных малопроницаемыми породами;

5) тампонирование заколонного пространства при наличии высокоагрессивных пластовых флюидов;

6) предотвращение выноса песка из слабосцементированных коллекторов;

7) ликвидационное тампонирование геолого-разведочных скважин малого диаметра.

Из технологических соображений изолирующий состав обычно формируется из двух отдельных композиций: основной или функциональной (полимерная смола или минеральное вещество, например, цемент) и отверждающей (отвердитель, затворитель). Каждый из этих компонентов имеет определенную химическую структуру, отличные физико-химические свойства, различную активность и способность к отверждению (полимеризации, поликонденсации, твердению) при со-

единении компонентов, проявление адгезионных (клеящих) свойств по отношению к упрочняемым породам. На адгезионную прочность изолирующих составов оказывают влияние химико-минералогический состав пород, их влагопоглощающая способность и температура, величина раскрытия трещин в массиве, состояние (класс чистоты) поверхности, температуры и влажность воздуха в зоне проведения работ. Химико-минералогический состав упрочняемых массивов зависит от типа горных пород. Важным требованием, определяющим технологические возможности изолирующего состава, является его вязкость. От вязкости компонентов состава зависит выбор или создание средств смешивания и нагнетания компонентов.

Существуют также тампонажные растворы на основе синтетических смол [15], представляющие собой вещества, состоящие из длинных молекул цепного строения, которые включают тысячи и десятки тысяч отдельных молекулярных звеньев. Основные требования, предъявляемые к таким растворам: облегченный состав, обеспечивающий высокую текучесть и одновременно длительные сроки схватывания, высокая адгезия, предел прочности на изгиб и сидементационная устойчивость. Этим требованиям наиболее удовлетворяют водоземulsionные эпоксиполиуретановые композиции, состоящие из эпоксидноуретанового состава ЭПУ-01-Б, отвердителя (смесь алифатических аминов), воды, со-эмульгатора (для снижения водопотребления), растворителя, наполнителя (поливинилхлорид — ПВХ и алюмосиликатных микросфер — АСМ). Преимущество применения синтетических смол для процессов упрочнения и гидроизоляции заключается, прежде всего, в создании прочной и долговеч-

ной структуры породы или массива горных пород. Правильность выбора полимерной смолы для конкретных горно-геологических условий в значительной степени определяет эффект тампонирования. Используемые для тампонирования горных пород синтетические смолы должны обладать: достаточным сцеплением (адгезией) с породой в присутствии воды; активным взаимодействием непосредственно с минеральными частицами, обеспечивающим сохранение и рост силы связей в системе горная порода-полимер; способностью к отверждению при заданном температурном режиме в пределах от 5 до 1000°C и при повышенной влажности; способностью растворяться и диспергировать в воде; стойкостью после отверждения; низкой стоимостью. Кроме того, одним из показателей качества полимерной смолы является усадка тампонажного раствора. При большой усадке раствора происходит отрыв отвердевшего раствора от породы, ухудшаются прочностные и водоизоляционные свойства породы.

Опираясь на проведенный анализ, можно сделать некоторые заключения по выбору тампонажного материала:

- *тампонажный бездобавочный* портландцемент обеспечивает высокую прочность и обладает хорошей растекаемостью, может применяться в тех случаях, когда необходимо отсрочить время схватывания раствора, например, при закачке на большие глубины; также может использоваться с применением колпобинговой установки;
- *расширяющиеся и облегченные тампонажные материалы* увеличивают сцепление тампонажного камня со стенкой колонны, используются для изоляции или ликвидации скважин с возможными газопроявлениями;
- *герметизирующие растворы*, применяемые в сочетании со сколь-

зующим методом тампонирувания, также применяются в случае возможных перетоков газа;

- мосты на основе *цементно-бентонитовых составов* обладают хорошей сорбционной емкостью и могут быть использованы на скважинах рассолосодержащих подземных емкостей;

- *мелкодисперсные цементы* с условной вязкостью в пределах 19-25 секунд и высокой проникающей способностью могут применяться для ликвидации скважин, имеющих МПП и МКД;

- *цементы с особой тонкодисперсной минеральной вяжущей добавкой* применяются в сочетании с водорастворимым полимером для герметизации трубного и затрубного пространства для предотвращения фильтрации флюидов, кроме того этот цемент может быть использован в скважинах с АВГД, а также при наличии агрессивных компонентов H_2S и CO_2 в пластовом флюиде;

- *полимерные тампонажные материалы* используются для ремонта скважины при невозможности применения цементных растворов;

- тампонажные растворы на основе синтетических смол, обеспечивающие высокую текучесть, длительные сроки схватывания, высокую адгезию, предел прочности на изгиб и седиментационную устойчивость, используются для процессов упрочнения и гидроизоляции.

Качественное проведение изоляционно-ликвидационных работ на скважинах подземных хранилищ осуществляется правильным выбором тампонажных материалов в сочетании с соответствующим способом тампонирувания. Высокая долговечность герметизации обеспечивается рациональным сочетанием всех исследованных факторов, оказывающих как положительное, так и отрицательное воздействие на объект.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Доклады научно-технического совещания по проблеме межколонных давлений на АГКМ. — Астрахань, 28.11.2002.

2. Журавлев С.Р., Кондратьев Д.В. Выбор перспективных технологий ликвидации скважин и ликвидации межколонных давлений для проведения опытно-промышленных работ. Этап-I Общее направление работ и предлагаемые технологии для ликвидации МКМ и самих скважин Астраханского ГКМ, выполнивших свое назначение. — Волжский, 2003.

3. Рекомендации по эксплуатации, консервации и ремонту скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ, и ГПУ ООО «Астраханьгазпром». — Астрахань, 2004.

4. Патент РФ № 2154150 10.08.2000. Бюл №22.

5. Патент РФ № 2074308 04.07.1994.

6. Кустышев И.А. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин. // Автореферат диссертации. — Тюмень, 2004.

7. Пат. 2209295 РФ. Е 21 В 33/12. Пакер / А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, С.Г. Ко-

четов, И.А. Кустышев, В.В. Кузнецов, С.В. Шейко (РФ). — № 2002104008; Заяв. 26.02.02; Опубл. 27.07.03, Бюл. № 21.

8. Пат. № 35816 РФ. Е 21 В 33/00. Устройство для консервации газовых скважин / А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, И.А. Кустышев. — № 2003128722, Заяв. 29.09.03, Опубл. 10.02.04, Бюл. № 4.

9. Ахметов А.А. Повышение эффективности и экологической безопасности эксплуатации и капитального ремонта газовых скважин. // Автореферат диссертации. — Уфа, 2001.

10. Пат. 2194840 РФ. Е 21 В 19/06. Элеватор для труб / А.В. Кустышев, В.В. Кузнецов, Т.И. Чижова, С.Г. Кочетов, И.А. Кустышев, М.Г. Аксенов, Я.И. Годзюр, В.Г. Якушев (РФ). — № 2001105853; Заяв. 01.03.01; Опубл. 20.12.02, Бюл. № 35.

11. Пат. № 2235852 РФ. Е 21 В 33/13. Способ установки цементного моста в скважине / И.А. Кустышев, Я.И. Годзюр, А.В. Кустышев. — 2003117290, Заяв. 09.06.03, Опубл. 10.09.04, Бюл. № 25.

12. Отчет «Технический проект объектного (радиационного) мониторинга состоя-

ния недр и земной поверхности в районе расположения объекта «Вега» (Астраханское ГКМ)» ООО «Подземгазпром». — М., 2008.

13. Пономаренко Д.В., Фатихов В.А., Журавлев С.Р., Кондратьев Д.В. Современные способы надежной ликвидации скважин в сложных геологических условиях Астраханского ГКМ «Нефтегаз».

14. Пат. № 2033519 РФ Е21В33/138. Пластификатор тампонажных растворов / Перейма А.А.; Петраков Ю.И.; Гасумов Р.А.; Перцева Л.В. — 5058042/03, Заяв. 92.08.07, Опубл. 95.04.20.

15. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов. — М. Недра, 1987, 242 с. **ГИАБ**

КОРОТКО ОБ АВТОРЕ

Чеботаренко Анна Михайловна — Подземгазпром, e-mail: anyametreveli@yandex.ru.



РУКОПИСИ, ДЕПОНИРОВАННЫЕ В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «ГОРНАЯ КНИГА»

ВЯЗКОСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЕЁ ВЛИЯНИЕ В УЧЕТЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПЛОТНОСТЬ И КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗОВОЙ СМЕСИ

(№912/07-12 от 10.05.12, 8 с.)

Волошиновский К.И. — кандидат технических наук, соискатель ученой степени, ассистент кафедры «Автоматика и телемеханика», e-mail: volkir@nm.ru,

Московский государственный горный университет.

Рассмотрены вопросы определения вязкости используемой при определении расхода в промышленном коммерческом и техническом учете природного газа, и определения расхода и перепада давления газа на измерительном участке косвенным методом с учетом динамической вязкости газа. Для преобразователей перепада давления, таких как перепадамеры, струйные перепадамеры, трубы Вентури, специальные струйные перепадамеры. При расчетах расхода в соответствии с ГОСТ 8.586 используется коэффициент истечения, который зависит от числа Рейнольдса и таким образом от вязкости среды, которую требуется рассчитывать. Вопросы повышения точности для турбинных и ротационных счетчиков, рассчитанных на большие расходы в окрестности верхнего предела рабочего диапазона по расходу требуют уточнения характера потока в трубе на измерительном участке, и таким образом вязкости газа. В импульсных режимах в области малых скоростей истечения и низких давлений характер потока также можно уточнить, если обеспечить возможность определить динамическую вязкость газа.

Ключевые слова: струйные перепадамеры, природный газ.

VISCOSITY OF NATURAL GAS & IT'S INFLUENCE IN GAS ACCOUNTING, DENSITY AND NATURAL GAS COMPONENT STRUCTURE

Voloshenovskiy K.I.

In the article observed the viscosity determination questions used to or supposed to be used in the future of viscosity determination questions in industrial and technical accounting of natural gas-methane, so to determine exacted methane flowrate and pressure decrease on the metrological pipe section, with indirect method of dynamic gas viscosity determination. For pressure-flow converter, such as membrane pressure-flow sensors, stream-flow converters, special stream-flow converters. In calculations according to ГОСТ 8.586 outflow Re-factor so depends on gas environment viscosity which is necessary to determine. Aspects of accuracy increase for turbine and rotational meters designed for heavy flowrates at an upper limit of workflow point demands on stream character exacting in the metrological pipe & so viscosity exacting. In impulse modes in the range of low pressure values gas environment stream character can be exacted with providing opportunity to determine dynamical gas viscosity. On rising gas accounting accuracy above all it is necessary to advance precision of priority parameters same as pressure & density.

Key words: stream-flow converters, natural gas.