

спеціального пакету програм, результати яких можна інтерпретувати разом з даними багаторічного каверноміра. У даному випадку також передбачено два варіанти виконання – автономні і ті, що опускаються на кабелі.

Дослідження можливо проводити у свердловинах на всіх стадіях, починаючи від освоєння і закінчуючи капітальним ремонтом, включаючи працюючі під тиском.

Для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей пластів-колекторів використовуються багатозондовий нейтрон-нейтронний каротаж (БННК) та двозондовий імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) (апаратура АИНК-43). Перевага надається двозондовому ІННК, так як він характеризується високоенергетичним та стабільним виходом нейтронів, які опромінюють навколосвердловинний простір. Наявність двох зондів дозволяє вивчати розріз на різній відстані від джерела (генератора нейтронів). Відношення інтегральних інтенсивностей нейтронів отриманих від двох зондів безпосередньо пов'язане з коефіцієнтом пористості, а широкий енергетичний спектр зареєстрованого вторинного поля дозволяє оцінити як коефіцієнт газонасиченості, так і його зміну. ЗАТ "Укрпромгеофізика" має певний досвід проведення таких робі. Деякі задачі вирішувалися для таких організацій як ЗАТ "Пласт", ГПУ "Харківгазвидобування", ФБУ "Укрбургаз".

Література

1. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недра, 1983.

УДК 622.691.24

КОНЦЕПЦИИ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИЗМА ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

© А.И. Березной

НВФ "Еліна" 040053 м. Київ Кудрявський узвіз 7

На основі лабораторних, теоретичних результатів дослідження, фактичного матеріалу промислового характеру і теоретичного обґрунтування фактів розгерметизації газових свердловин із застосуванням методів запобігання газопроявлень і їх усунення, пропонуються напрямки пізнання нових ідей у цій галузі для забезпечення нового поступу в гірничій справі і, зокрема, забезпечення України економічними енергоносіями.

On basis of laboratory and bench-top investigations results, factual material of the field kind and theoretical understanding of facts of gas wells impermeability failure and the use of methods of preventing gas shows and their removal there have been given directions of becoming acquainted with new ideas in this field as a progress guarantee in mining and particularly in supplying of Ukraine with economic energy resources.

Быстрые темпы развития газовой отрасли Союза опережали технические возможности качественного строительства скважин и, следовательно, возникали проблемы их эксплуатационной надежности, охране недр, экологии территории [2-4].

Часть освоенных скважин по причине неплотности резьбы эксплуатационной колонны и пакеров колонной головки имели на устье в межколонном пространстве избыточное давление, что приводило иногда к загазованности прилегающего пространства.

Оснащение скважины герметичными эксплуатационными колоннами, надежными пакерными устьевыми устройствами (частично забойными), полностью проблему не сняло. Возникновение газопроявлений в зацементированном межколонном пространстве еще до освоения продуктивного пласта свидетельствовало о формировании в указанном пространстве флюидопроводящих каналов. Лабораторные и стендовые исследования системы цементный раствор (камень)- вмещающая среда, обобщение их результатов и теоретическое осмысление механизма разгерметизации системы установили [6, 13, 15]:

- с момента заполнения вмещающей среды тампонажным раствором полученную систему следует рассматривать как термодинамически неустойчивую, проходящую через различные стадии развития, характеризующиеся только им присущими движущими силами;

- с точки зрения получения герметичной системы надо выделять только те силы, которые лежат в основе механических ее изменений и таких же изменений ее составляющих;
- из пяти стадий развития, приводящих к механическим изменениям (поверхностно-механическая, физико-механическая, термомеханическая и ионно-механическая) наиболее ответственная стадия поверхностно-механическая; 70-80% всех газопроявлений происходит в этот период (во время ожидания затвердевания цементного раствора-ОЗЦ) [5-8].

Энергия, имеющаяся на поверхности раздела фаз цементного раствора, во время поверхностно-механической стадии расходуется на механические изменения объема системы; так как она термодинамически неравновесна, то изменения микросостояния вначале возникают на контактных поверхностях под влиянием природы самой поверхности и сил гравитации, приложенных в данном месте. Возникшие градиенты давления на строго вертикальных стенках вмещающего сосуда направлены внутрь системы или к ее контактным поверхностям. В результате выравнивания микросостояний в объеме системы, и как следствие, выравнивания градиентов давления в ней свободная поверхностная энергия уменьшается, дисперсная фаза переуплотняется, часть дисперсионной среды отфильтровывается и сосредотачивается над свободной поверхностью твердеющего раствора.

В наклонном цилиндре, заполненном цементным раствором (модель системы скважины), в результате того, что процесс фильтрации дисперсионной среды преобладает в диаметральной плоскости со стороны наклона в противоположную сторону, после окончания фильтрации и переуплотнения дисперсной фазы во всем объеме системы на поверхности цилиндра со стороны, противоположной наклону, остаются следы восходящих гидродинамических потоков дисперсионной среды, очень часто в виде хорошо выраженных каналов (от одного до десятков миллиметров, в зависимости от диаметра поперечного сечения сосуда).

Если отсутствует приложение к рассматриваемой системе внешних сил со стороны напорных флюидов, то механические изменения системы выражаются в основном в самопроизвольном каналообразовании, т.е. в самопроизвольном разгерметизации системы цементный раствор (камень) – вмещающая среда. Наиболее интенсивно процесс каналообразования идет для системы, имеющей отклонение от вертикали на 15-25°.

При идентичном приложении сил гравитации к системе самоуплотнение дисперсной фазы зависит от природы контактной поверхности. Так, в сосуде из кварцевого стекла самопроизвольным каналообразованием охватывается 80-100 % поверхности цементного раствора со стороны, противоположной наклону, а в сосуде из обычного стекла- 30-40 % (рис. 1, 2).

В сосуде, в котором наполовину внутренней поверхности цилиндра (с противоположной стороны наклона) была нанесена глинистая паста, несмотря на то, что в результате этого объем тампонажного раствора уменьшился на 10%, объем отфильтрованной дисперсионной среды увеличился на 140 %, и, соответственно, интенсивней происходило образование каналов (рис. 3).

Седиментация как классическое понятие не имеет отношения к цементным тампонаж-

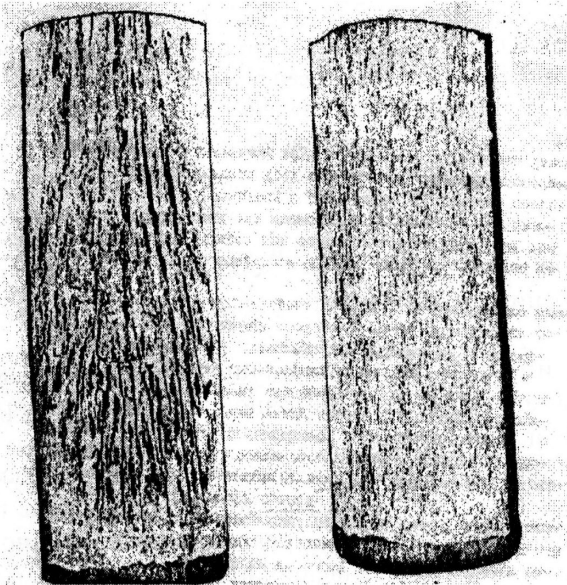


Рисунок 1 – Поверхность цементного камня после снятия кварцевого стекла.

Условия опыта: система вмещающий сосуд – тампонажный раствор. В/Ц=0,5 (цемент для «холодных скважин»), сосуд цилиндр из кварцевого стекла диаметром 95 мм, угол наклона $\alpha=15^\circ$, температура 22°C.

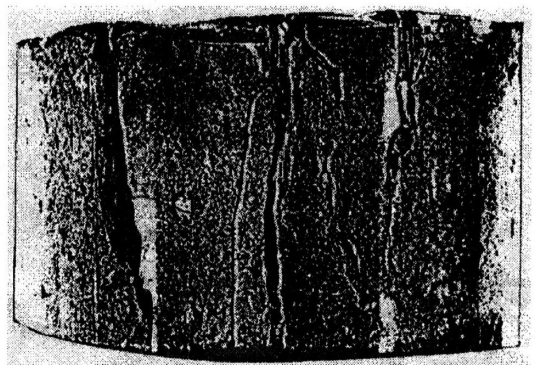


Рисунок 2 – Цементное кольцо 240x160 мм, сформировавшееся между двумя стеклянными цилиндрами: внутренним при $\alpha=8^\circ$, внешним $\alpha=15^\circ$, В:Ц=0,5, при комнатной температуре, внешний цилиндр имеет наклон от смотрящего.

ным раствором с В:Ц 0,40-0,60 и может относиться только к ограниченному числу более крупных частиц цемента и то только наблюдается на контактной стороне вмещающего раствор сосуда со стороны обратной его наклону. Этим подтверждая, что уже в первые минуты контакта раствора с внутренними стенками сосуда начинает функционировать не смесь вода – цементные зерна в поле гравитации, а система внутренняя поверхность вмещающего сосуда – капиллярно-пористое цементное тело (тесто), на которую налагаются силовые поля гравитации и поверхностных молекулярных сил массы зерен цемента и внутренней поверхности сосуда¹, создавая градиент давления в капиллярном пространстве между стенками сосуда, а за счет его перенос дисперсионной среды по зазорам между зерен цемента к внутренней стенке сосуда обратной его наклону. Накопление этой жидкости позволяет снизить прочность возникшей структурной сетки теста на контакте крупная частица – контактная поверхность стенки сосуда. Это позволяет ей выйти в свободное движение вниз вдоль поверхности, оставляя за собой след в разрушенной ею микроструктуре, который служит как бы началом (источником) выходящего гидродинамического потока дисперсионной среды в формирующем русле образующего канала в системе вмещающий сосуд – капиллярно – пористое тесто (тело из уплотняющихся цементных зерен). Далее процессы протекают по схеме самопроизвольного каналообразования в цементном растворе, заполнившего скважину, угол наклона которой отличается от нулевого значения (рис. 4 и 5).

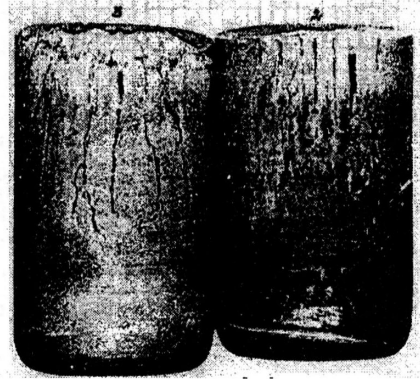


Рисунок 3 – Система сосуд – цемент, опыт 1 и 2. Система сосуд- цемент- глинистая паста по половине периметра на внутренней стенке сосуда со стороны наклона, опыт 3.

При автоклавной обработке модели с цементным раствором В:Ц = 0,5 при $\alpha = 15^\circ$, $t = 100^\circ\text{C}$ и $p = 500 \text{ кг/см}^2$ интенсивность переуплотнения дисперсной фазы опережает скорость ее прогрева, что

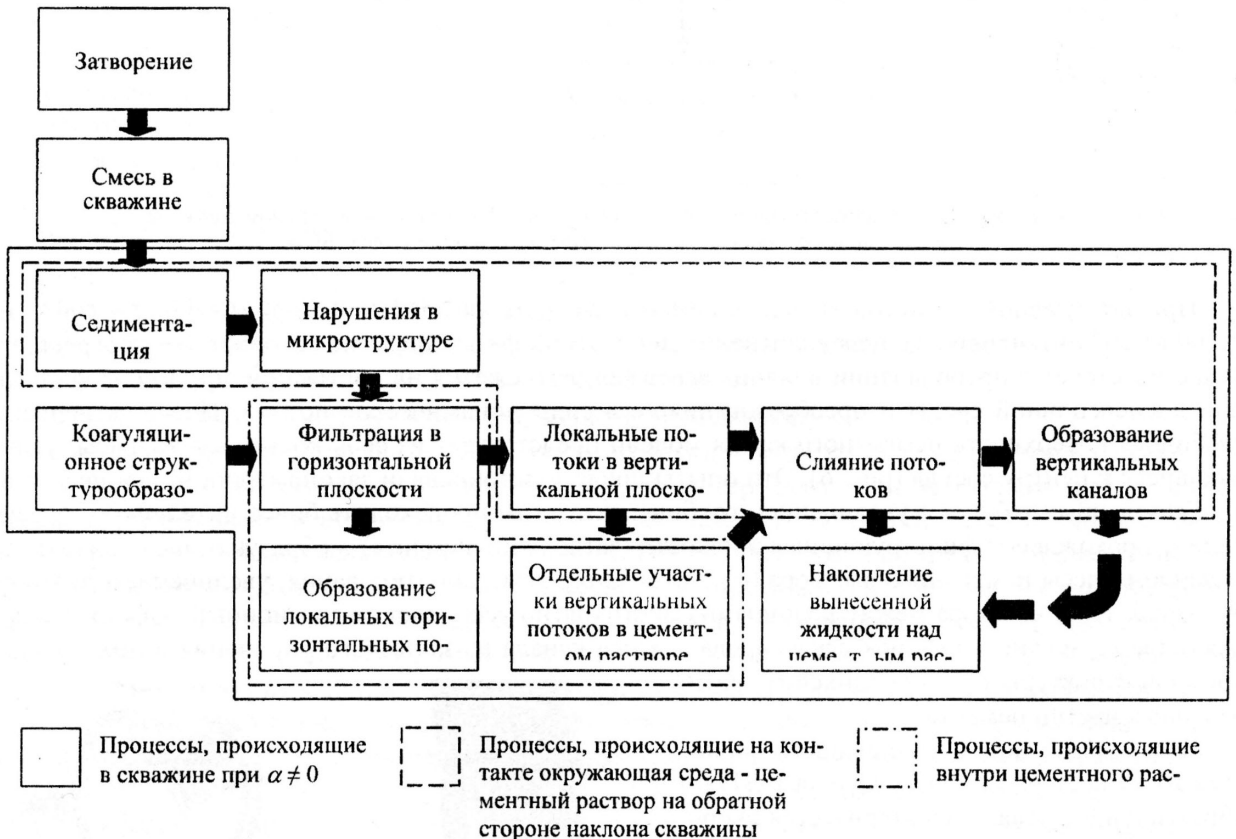


Рисунок 4 – Схема прохождения процесса самопроизвольного каналообразования в цементном растворе в скважине.

¹ При более детальном рассмотрении систему можно отнести к типу поверхностно-гравитационно-механическому.

свидетельствует о преобладании влияния всестороннего сжатия на протекание процессов фильтрации дисперсионной среды и преобразования ее в гидродинамические потоки. После затвердения свободная поверхность цементного камня модели представляет из себя кольцевые террасы, углубляющиеся к центру сосуда (рис. 6). Эти опыты продемонстрировали закономерность: процесс каналобразования будет с увеличением глубины скважины происходить более интенсивно. А ускоренное прохождение фильтрующей жидкости (затвердения цемента) в образующийся канал с увеличением массы цементного раствора (с ростом интервала цементирования, увеличением диаметра обсадных колонн, зазора между колоннами) многократно усиливает ее эрозионный эффект и закрепляющие возможности стенок сформировавшегося канала из-за резкого упрочения в них коагуляционной структуры сближающихся гидратированных частиц цемента.

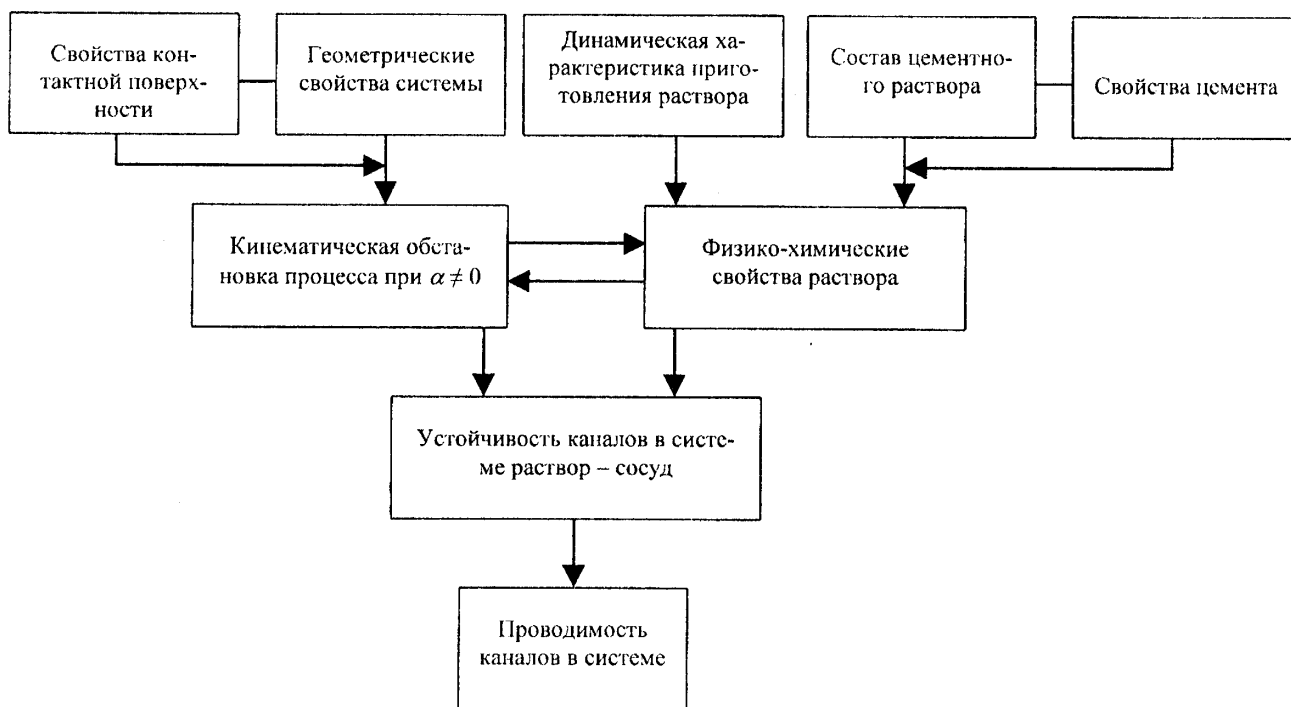


Рисунок 5 – Схема процесса самопроизвольного каналобразования в цементном растворе в наклоненной скважине при его зависимости от семи факторов.

При автоклавной обработке модели с цементным раствором В:Ц = 0,5 при $\alpha = 15^\circ$, $t = 100^\circ\text{C}$ и $p = 500 \text{ кг/см}^2$ интенсивность переуплотнения дисперсной фазы опережает скорость ее прогрева, что свидетельствует о преобладании влияния всестороннего сжатия на протекание процессов фильтрации дисперсионной среды и преобразования ее в гидродинамические потоки. После затвердения свободная поверхность цементного камня модели представляет из себя кольцевые террасы, углубляющиеся к центру сосуда (рис. 6). Эти опыты продемонстрировали закономерность: процесс каналобразования будет с увеличением глубины скважины происходить более интенсивно. А ускоренное прохождение фильтрующей жидкости (затвердения цемента) в образующийся канал с увеличением массы цементного раствора (с ростом интервала цементирования, увеличением диаметра обсадных колонн, зазора между колоннами) многократно усиливает ее эрозионный эффект и закрепляющие возможности стенок сформировавшегося канала из-за резкого упрочения в них коагуляционной структуры сближающихся гидратированных частиц цемента.

Восходящий поток перешедшего фильтра из капиллярно-пористого тела (КПТ) в образующийся канал характеризуется скоростью до 50 см/мин, скорость пузырьков воздуха, который был в начале адсорбирован на зернах цемента, достигала 600 см/мин. После отвердения КПТ накопившаяся над ним дисперсионная среда начинает поглощаться

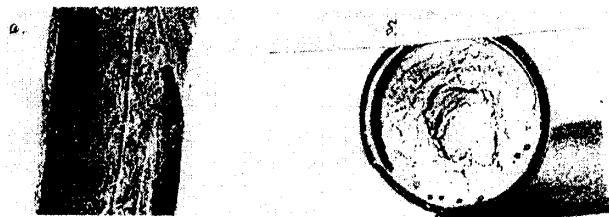


Рисунок 6 – Конечный результат опытов по внешнему виду в системе стеклянный цилиндр – цементный раствор. В:Ц=0,5, при $\alpha=15^\circ$ и при разных режимах твердения (а и б).

цементным камнем и процесс стабилизируется на пятые сутки. Он характеризуется убылью 40 % объема выделившейся жидкости. При высоких температурах твердения процесс поглощения следует непосредственно за процессом каналобразования: при 75°C процесс поглощения стабилизируется за 18 часов, а при 90°C – за 1 час. Таким образом, не исключена возможность поглощения выделившейся жидкости, и освобождения образовавшегося канала от дисперсионной среды, что и естественно, дополнительно увеличивает депрессию на проявляющий газовый пласт. Не исключено, что по указанной причине часто выход газа на поверхность происходит через 15-20 часов после окончания цементирования.

Исследования на газопроницаемость системы тампонажный камень – металлическая труба (типа НКТ), в которой прошел процесс каналобразования (КО), показали, что ее проницаемость на 4 порядка выше, чем у той же системы, но в которой процесс каналобразования отсутствовал [11]. При длительном твердении такая система: при $\alpha \sim 0^\circ$ (т.е. без процесса КО) становится практически непроницаема для газа, а при $\alpha \neq 0^\circ$ (в которой процесс КО состоялся), тенденция к разгерметизации усиливается, т. к. в память системы заложены состояния силовых полей гравитации и поверхностных молекулярных сил пористого тела (теста с коагуляционной структурой) и внутренней поверхности трубы, которые сохраняются и в последующей упрочняющейся кристаллической структуре камня. Последнее отрицательно сказывается при длительной эксплуатации скважин на месторождениях и особенно в подземных хранилищах газа.

Стендовые испытания системы цементный раствор – стеклянная труба (длиной 7 м) так же свидетельствует, что с глубиной (ростом гидростатического давления) процесс формирования канала ускоряется.

Взяв за основу механизм газопроявлений, исходя из изложенной концепции разгерметизации системы, попробуем воссоздать ситуацию на строящейся скважине 2-х колонной конструкции (КК×ПК×ЭК) еще до цементирования эксплуатационной колонны.

Дифференцированные комплексы рекомендаций по формированию герметичного цементного кольца в затрубном пространстве скважины были опубликованы в «Трудах УкрНИИГаз» (Выпуск 1, 1966г., с.11-14) уже с учетом приведенной концепции [5]:

- по технике и технологии бурения в цементируемом интервале;
- по цементированию колонн, если есть возможность выбора способов вскрытия высоконапорных горизонтов;
- по составлению геолого-технического наряда;
- по тампонажным цементным растворам;
- по выбору способа цементирования;
- по проведению процесса цементирования скважин;
- по спуску обсадных колонн в цементируемом интервале;
- по подготовке ствола скважины в цементируемом интервале перед спуском колонны;
- по работам на скважине после спуска обсадной колонны;
- по работам после окончания закачки продавочной жидкости;
- по конструированию приспособлений для подготовки и проведения цементирования скважин.

Чтобы бурить герметичные по газу скважины, об их герметичности надо заботиться, начиная с крепления техническими колоннами, т.е. это подразумевает герметичность не только цементного кольца, но и резьбовых соединений этих колонн. Однако, как правило, о герметичности серьезно начинают заботиться, имея дело с газоперекрывающими обсадными колоннами, т.е. эксплуатационными обсадными колоннами. Поэтому, хотя до появления газа еще далеко, еще не вскрыт газовый пласт и не зацементирована эксплуатационная колонна, а за техническими колоннами: кондуктором (КК) и промежуточной колонной (ПК) уже сформировались при их цементировании каналы для миграции флюидов, а также в потенциально неплотных резьбовых соединениях этих колонн. Даже, если при их цементировании применялись «седиментационно устойчивые» тампонажные растворы.

Параметр «седиментационная устойчивость» (СУ) не отвечающий сути механизма сохранения герметичности системы вмещающая среда - тампонажный раствор и его следует сменить на параметр «устойчивость системы к каналобразованию» (УС кКО) или упрощенно УС. Из него следует, что в системе фильтрационные потоки не будут преобразовываться в гидродинамические, приводящие в условиях скважины к разгерметизации системы (см. рис. 4, 5).

Если параметр «СУ» не обязывает анализировать фракционный состав седиментирующей дисперсной фазы до ее схватывания, а удовлетворяется фиксацией количества отделившейся из рас-

твору жидкості затворення (или уменьшением высоты гидратированной фазы в пробе цементного раствора), то параметр «УС» отделившуюся жидкость будет оценивать исходя из механизма ее появления и движущих сил процесса, а также осознанного подбора факторов по предотвращению разгерметизации системы на конкретной скважине (вертикальной, наклонной, горизонтальной) с учетом критических моментов (зенитного угла, геометрии и природы стенок цементируемого интервала, свойств пленочного материала их покрывающих, ингредиентов тампонажной смеси и т.п.) и особенностей технологии цементирования конкретного интервала.

Из концепции следует, что при вскрытии газового пласта и разобщения его с остальным разрезом скважины зацементированной эксплуатационной колонной, газ после преодоления сопротивления в каналах заколонного пространства от покрышки газового пласта до башмака промежуточной колонны далее движется по более проницаемым каналам заколонного пространства ПК, а затем еще более проницаемым каналам цементного кольца за КК, а в самом верхнем участке, где цементное кольцо контактирует с глинами, периодически орошаемого пресными дождевыми осадками, поток мигрирующего газа устремляется по неплотным резьбовым соединениям КК, а затем ПК и выходит в зацементированное межколонное пространство ПК х ЭК и по его микро (или макро) каналам попадает в замерное устройство, которое и выдает нам информацию о величине МКД на устье скважины.

Описанная миграционная система газа из-за ступенчатости, обусловленной особенностями геологического строения и конструкцией скважины, разделяется на транспортные и накопительные участки, последние являются источниками межколонных давлений. Следовательно, подавляющее количество скважин с МКД, своими источниками газа имеют вторичные накопления. По данным ОАО «Газпром» (приведенным в тексте «Инструкции по выявлению МКД, способам профилактики и ликвидации, 2003 г.»), 61% скважин эксплуатационного фонда ПХГ имеют МКД до 5 атм., а 78% скважин расход газа из МКП при свободном истечении до 1,0 м³/сут. Получается, что накопление газа происходит на глубине 50 м в проницаемых пропластках за кондуктором (направлением) и, фильтруясь по резьбе кондуктора и промежуточных колонн, замеряется за ЭК, преодолев также сопротивление неплотных цементных оболочек за этими колоннами. Естественно, что газ входит в проницаемые пропластки без преодоления перечисленных преград (исключая сопротивление в каналах системы заколонное пространство – цемент) с большими дебитами, чем те, что фиксируются при свободном истечении на устье.

При герметичной резьбе технических колонн загазованность верхних горизонтов происходит путем миграции газа по заколонному пространству бесконтрольно при МКД = 0 атм.

Третичная загазованность этих горизонтов может происходить по следующей схеме. По фактическим данным 20,8% скважин имеют МКД от 10 до 50 атм. Накопительные участки, формирующие МКД, как правило, на глубине 100-550 м. Часть из этих скважин в верхних интервалах имеет негерметичные технические обсадные колонны и неплотные цементные оболочки, по которым газ из МКП за ЭК при давлениях 10÷50 атм перетекает в верхние водные горизонты при перепадах давления (10-5) ÷ (50-5) атм.

При таких ситуациях на части скважин возникает приустьевая загазованность (ореолы загазованности приповерхностных отложений). Это вызвало к жизни новый вид контроля – геохимическую съемку территории ПХГ с дифференцированной газо-экологической оценкой зафиксированных ореолов по отдельным скважинам приуроченную к окончанию закачки или к другим периодам работы хранилища.

В Украине такой вид контроля уже стал составной частью «Инструкции по исследованию и определению условий использования скважин с МКД на ПХГ», НАК «Нефтегаз Украины», Киев, 2000 г.

В России накоплен значительный опыт такого контроля при поддержании эколого-технологической надежности скважин на трех ПХГ «Югтрансгаза» в процессе их эксплуатации, сопровождающейся работами по герметизации каналов миграции и экранированию источников газопроявления.

Исходя из новой концепции понимания газопроявлений, на объектах ПХГ, в «ЮТГ» составлялись с 1992г. «Программы работ по герметизации крепи скважин на ПХГ и получению дополнительной информации о состоянии их МКП и ЗКП в период закачки и отбора газа».

Анализ полученных результатов после каждого цикла работы хранилища показал, что применяемые герметизирующие компоненты (на основе ОТП) и технологии их использования существенно влияют на состояние проявляющихся работающих скважин, повысив их эксплуатационную

надежность (межремонтный период), и обеспечивают сохранность экологии окружающей среды снижением степени приустьевой загазованности (СПЗ) из поверхностных отложений на территории хранилища до фоновых значений, т.е. до первой и второй СПЗ.

Структура каналов миграции флюидов в системе элементов крепи скважин, исходя из законов гидростатики, в общем виде определяется зависимостью:

$$\text{МКД} = \text{ИГП} - \text{ИВП}, \text{ атм},$$

где МКД – измеряемое межколонное давление на устье,

ИГП – источник газопроявления,

ИВП – источник водопроявления.

При равенстве ИГП = ИВП МКД = 0 атм, хотя система каналов миграции как потенциальный проводник сохраняется (если не было работ по его изоляции); при равенстве МКД = ИГП источник ИВП отсутствует или экранирован от канала миграции газа.

Особенность структуры каналов в крепи скважины заключается в том, что давление в них определяет глубину их нахождения и на этой глубине с одинаковой степенью вероятности может находиться, как газ так и вода.

Поэтому ИГП на соответствующих глубинах обозначаются Эг, Эн, Эп, Эц, Пк, Пц, Ко, Кц, η_о, η_о^u, η_к, а ИВП на этих же глубинах I_г, I_н, I_п, I_з^u, I_к, I_п^u, I_о, I_к^u, I_оⁿ, I_о^u, I_кⁿ.

При секционном или ступенчатом креплении обсадных колонн из-за разрыва сплошности столба цементного раствора, как и в интервале их башмаков создаются условия для возникновения накопительных участков для газа или жидкости, которые проявляются как Пс; Эс или соответственно I_сⁿ, I_с^z.

Иногда зоны осложнения при бурении, связанные с интенсивным поглощением бурового раствора, проявляют себя соответствующим образом:

Π_{о3}; К_{о3} или для жидкости I_{о3}ⁿ; I_{о3}^к.

Метод оперативного определения источника газопроявления и структуры канала миграции флюидов в резьбовых соединениях и цементных оболочках обсадных колонн.

В основе метода следующие положения:

- каналы миграции формируются с наибольшей проницаемостью для флюидов в цементных оболочках за обсадными колоннами большого диаметра и в их неплотных резьбовых соединениях первой технической и промежуточных обсадных колоннах;
- значения МКД приравнены к расчетной компоненте - критерию равновесия (КР), которая результат равновесия в газогидросистеме «геологический комплекс ПХГ (или газового месторождения) – каналы миграции в крепи конкретной скважины»

$$\text{КР} = \text{МКД} \pm \Delta, \text{ атм},$$

где Δ – аномалия в момент замера;

- места возникновения источника(ов) газопроявлений в газовой скважине – результат сочетания ряда факторов: фактической конструкции скважины, законов гидрогазостатики, особенностей конкретного геологического разреза ПХГ (или ГМ);
- структурные элементы канала миграции определяются механизмом газоперетока от ИГП до манометра на устье скважины, а величина расхода газа из МКП следствие структуры канала миграции, включая каналы в неплотной резьбе технических колонн, и характера ИГП.

Расчетные данные для КР подбираются в форме элементов структуры канала миграции (СКМ) от источника газопроявления (ИГП) до устья скважины с учетом наличия в структуре репрессивных источников, которыми выступают источники водопроявления (ИВП).

Как пример, взяты данные по СКВ.№63 Богородчанского ПХГ, на которой в 1997-2000 г.г.¹ каналы миграции подвергались обработке герметизирующими компонентами.

Как изменялись при этом МКД, СКМ и глубины ИГП и ИВП приведено ниже.

До обработки:

21,5 атм; Пэ- I – I_а - I_к; Пэ(903 м); ΣL= 689 м. из них

I = 221 м; I_а = 382 м; I_к = 86 м.

¹ Стандарт предприятия 320.30019801.043 – 2002 ДК «Укртрансгаз» - Технология обработки скважин герметизирующими компонентами для предупреждения газопровлений и установления механизма перетоков газа в крепи скважины.

После обработки (08.1997 г.): 2,1 атм }
 После обработки (11.1997 г.): 2,1 атм } η_k^T (21 м)
 После обработки (06.1998 г.): 2,1 атм }
 Замеры (06.1999 г.): 10 атм; $K(86 \text{ м}) + \Delta$; $\Delta = 1,4 \text{ атм}$.
 Замеры (08.1999 г.): 20 атм; $P_3 - 1 - I_a - I_k - I_k^n$; $P_3(903 \text{ м})$; $\Sigma L = 703 \text{ м}$. из них
 $l = 221 \text{ м}$; $I_a = 382 \text{ м}$; $I_k = 86 \text{ м}$; $I_k^n = 14 \text{ м}$.
 После обработки (09.1999 г.): 25,2 атм; $P_a - I_k$; $P_a(382 \text{ м})$; $I_k = 86 \text{ м}$.
 Замеры (10.1999 г.): 11 атм; $K(86 \text{ м}) + \Delta$; $\Delta = 2,4 \text{ атм}$.
 Замеры (02-09.2000 г.): 2 атм; η_k^T (20 м).
 Замеры (10.2000 г.): 15 атм; $P_a - 1 - I_k^n$; $P_a(382 \text{ м})$; $l = 221 \text{ м}$, $I_k^n = 11 \text{ м}$; $\Sigma L = 232 \text{ м}$.
 После обработки (10.2000 г.): 1 атм η_k^U (10 м)
 Замеры (12.2000-06.2001 г.): 0,1 атм η_k^U (1 м).

Из приведенного следует, что вторичные источники газопроявлений (903 м, 382 м) изолируются обработками каналов миграции на 2-3 года, что позволяет дегазироваться верхним пропласткам, которые по своему происхождению можно назвать третичными. За три года давление в загазованных пропластках третичных и четвертичных отложений снизилось с 2,1 до 0,1 атм.

Как на Богородчанском ПХГ, так и на других ПХГ Украины, а также Беларуси и России почти обязательным элементом структуры миграционных каналов выступают величины I_a ; P_a или I_a^k ; K_a (в зависимости от перекрытия глубины УМО промежуточной колонной или колонной кондуктора).

В этом месте снова надо вернуться к термодинамической системе, а именно к гравитационно-механической Луна – Земля (по сфере УМО).

Пространство между Луной и сферой уровня Мирового океана (УМО) на Земле представляет собой термодинамическую систему, способную перераспределять свои элементы по причине внутренней связи между различными формами движения материи. Сигналом к такому перераспределению является момент контакта через гравитоны (силовое поле гравитации) Луны со сферой УМО по траектории движения Луны. Количественно силовое поле Луны при взаимодействии с силовым полем гравитации Земли по границе сферы УМО Земли, разные. Поэтому возникает потенциал, как количественная мера интенсивности (скорости) процесса обмена между энергетическими полями гравитации, и связанной с ними работой по передвижению земного вещества: жидкости МО (и его дна) и тверди (недр) на суше по схеме возвратно-поступательного перемещения, что вызывает в веществе Земли сдвиговые деформации (в вертикальной плоскости на значительную глубину) и разрывы сплошности в плоскости горизонта по сфере УМО. С учетом специфики рассматриваемой системы, на каждый элемент системы периодически с закономерной последовательностью действуют циклические знакопеременные нагрузки в геологическом времени, приводящие к расслоению недр за счет различного по силе пересуплотнения пород ниже и выше сферы УМО.

Известно, что притяжение Луны вызывает приливные волны в атмосфере, гидросфере и литосфере (земной коре). Волны в литосфере из-за слабости явным образом незаметны, но последствия в геологическом времени явно видны на смещении литосферных плит Земли (хотя их скорость не более 10 см в год). Волны же, которые в атмосфере и в гидросфере, прилегающих к ним участках недр приводят к более существенным последствиям, что и лежит в основе существования современного УМО Земли, а судя по расслоению недр по этому уровню, возникновение напряжений в них. Учитывая, что мы рассматриваем термодинамическую систему, а именно, гравитационно-механическую – электрическую, и имеем на большей территории в наличии тысячи скважин, то при соответствующем подходе может оказаться, что «безхозное» электричество по энергозапасам возможно, больше, чем объемы газа и нефти, которыми мы сейчас оперируем. Но это будущее, которое не реализуется без познания новых идей.

Однако в этом направлении делаются очень скромные шаги. Так авторы работы /19/ признают влияние техногенных факторов на разгерметизацию газовых скважин, но неоднозначность механизма их возникновения только лишь констатируют. В работе /17/ после десяти лет исследования процесса каналаобразования в системе скважина-цемент все свелось к гравитационному разделению, т. е. к седиментационной неустойчивости цементных растворов. Для преодоления тупика в познании десять лет оказалось недостаточным.

Выводы

Изучение явлений окружающего мира через их проявления в термодинамической системе:

- цементный (тампонажный) раствор – вмещающая среда;

- газогидрогеологический комплекс ПХГ (или ГМ) – каналы миграции в элементах крепи конкретной скважины;
- гравитационно-механической системе Луна – Земля (по сфере уровня Мирового океана) позволяет выявить взаимосвязи перечисленных систем определяющих, в конечном итоге, качество строительства и надежность эксплуатации газовых скважин.

Анализ этих взаимосвязей позволяет приблизиться к успешному решению не только технических и технологических задач производства сегодняшнего дня, но и осуществить плодотворный поиск на перспективу, как в горном деле, так и в области обеспечения республики энергоносителями.

Литература

1. *А.И. Бережной.* Промывочные жидкости и цементные растворы в бурении скважин. – Гостоптехиздат, 1961.
2. *А.И. Бережной.* Изучение влияния стяжения в суспензиях тампонажных цементов (контракции) и его возможного влияния на качество цементирования газовых скважин // Сб. Крепление скважин и разобщение пластов (октябрь 1962 г.). – М.: Недра, 1964.
3. *А.И. Бережной.* Цементирование глубоких скважин, вскрывших многопластовые залежи с аномальными пластовыми давлениями // Мат. Научн.-техн. совещ. (июнь, 1964. Грозный). – М.: ВНИИОЭНГ, 1965.
4. *М.К. Сеид-Рза, Н.М. Шерстнев и др.* Исследования природы осложнений, возникающих при проводке скважин в Азербайджане // Тезисы докладов по вопросу предупреждения и борьбы с осложнениями при бурении нефтяных и газовых скважин (Баку, апрель 1965). – М.: ЦНИТЭ-нефтегаз, 1965. – С.7-9.
5. *А.И. Бережной.* К вопросу формирования герметичного цементного кольца в затрубном пространстве скважины // Тр. УкрНИИГаз, вып. 1 (5). – М.: Недра, 1966.
6. *А.И. Бережной.* К анализу форм движения материи в системе цементный раствор – вмещающая среда // Изв. высш. уч. завед. Нефть и газ, №12. – Баку, 1967.
7. *Н.И. Титков, А.И. Бережной, А.П. Сельващук.* Возможные причины газопроявлений при цементировании скважин. – Газовая промышленность. – 1968. – №1.
8. *А.И. Бережной, Н.И. Титков.* К вопросу изменения гидростатического давления структурированных жидкостей. – НХ. – 1968. – №3. – С. 23-27.
9. *А.И. Бережной.* О факторах, влияющих на герметичность скважин // Тр. УкрНИИГаз, вып. III (7). – М.: Недра 1969. – С. 33-40.
10. *А.И. Бережной.* Условия возникновения гидродинамических потоков дисперсионной среды в системе цемент – вода // Тр. ИТМО АН БССР (февраль 1969 г., г. Минск). Закономерности процессов образования и разрушения дисперсных материалов. Том 4. – Минск, 1972. – С. 148-159.
11. *А.И. Бережной.* Формирование структуры цементного камня в условиях внутренней фильтрации дисперсионной среды // Тр. по гидротехнике, вып. 68, Материалы Всесоюзного совещания по фильтрации воды через бетон (октябрь 1969 г, Тбилиси). – Ленинград: Энергия, 1971. – С. 235-238..
12. *А.И. Бережной.* Вопросы повышения герметичности затрубного пространства газовых скважин // Сб. Рациональные конструкции глубоких разведочных скважин и оборудование их устья при бурении на газ. Мингео СССР. – М.: ВИЭМС, 1969. – С. 184-196.
13. *А.И. Бережной.* Теоретические и экспериментальные предпосылки совершенствования техники и технологии цементирования газовых скважин // Тр. УкрНИИГаз, вып. IV. – М.: Недра, 1970. – С. 3-12.
14. *А.И. Бережной.* К вопросу моделирования поведения цементного раствора (камня) зацементированного затрубного пространства // Тр. VI Международной научной конференции нефтяных институтов. – Краков, КНИ, 1970.
15. *А.И. Бережной.* Вопросы теории герметичности зацементированного затрубного пространства и рекомендации по предотвращению газопроявлений на скважинах // Тр. УкрНИИГаз, вып. VI (II). – М.: Недра 1971 – С. 54-64.
16. *А.И. Бережной, П.Я.Зельцер, А.Г. Муха.* Электрические и механические методы воздействия при цементировании скважин. –М.: Недра, 1976. – С. 5-17.
17. *А.И. Булатов.* Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. – М.: Недра, 1976. – С. 60-72.

18. Д.К. Лейван, Э.У. Томас и др. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины. – Нефть и газ за рубежом. – 1980. – №10. – С. 8-17.
19. А.С. Мазницкий, В.И. Олексюк, Б.П. Савкив. Влияние техногенных факторов при эксплуатации ПХГ на герметичность скважин // Доклад на Международной конференции по ПХГ, секция В, часть 1. – М.: Газпром, 1995. – С. 33-39.
20. О количестве ПХГ в мире и их емкости, перспективы к 2010 г. // НТС «Транспорт и ПХГ» №6. – М.: ИРИ, Газпром, 1995 г.
21. Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников и др. К вопросу о механизмах каналообразований в зацементированном заколонном пространстве // Материалы 7-ой Международной НПК «Нефть и газ Украины-2002». – Киев: УНГА, 2002. – С. 303-306.