

## Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора

**Э.С. Аникеева**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия  
E-mail: [esanikeeva@ogri.ru](mailto:esanikeeva@ogri.ru)

**Аннотация.** Частичное разрушение цементного камня или рост его проницаемости в процессе разработки месторождений нефти и газа – частое явление. Существует огромное количество природных и техногенных факторов, которые приводят к увеличению газопроницаемости цементного кольца.

В данной статье предпринята попытка исследовать проницаемость цементного камня в действующих и ликвидированных скважинах, представлен обзор экспериментальных работ, посвященных определению реальной проницаемости цементного камня на образцах и по результатам исследования состояния скважин в различных условиях.

**Ключевые слова:** цемент, утечки газа, цементный камень, микрозоры, карбонизация, гидравлическая апертура, гидравлический просвет.

**Для цитирования:** Аникеева Э.С. Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 61–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art5>

### Введение

Проблема герметичности цементного камня важна и для действующих, и для ликвидированных скважин.

Разработка рецептур составов для цементирования скважин осуществляется достаточно давно. При разработке месторождений с высокой проницаемостью коллектора вопрос негерметичности цементного камня не являлся актуальным. Например, при разработке газовых месторождений сеномана внимание уделялось, в основном, скорости затвердевания цемента, обеспечению нужной плотности и снижению стоимости составов.

Если рассматривать жизненный цикл цементного кольца, его можно разделить на два этапа: деградация в процессе разработки и старение кольца после вывода скважины из эксплуатации.

Состояние цементного камня на этапе активной эксплуатации скважины зависит, в том числе, от продолжительности разработки месторождения и применения различных методов воздействия на призабойную зону. Обработка забоя кислотными составами, проведение гидроразрывов пласта приводят к дополнительным нагрузкам на цементное кольцо.

Фильтрация сквозь нарушения цементного камня может происходить и после ликвидации скважин. Особенно это важно для газовых скважин. В силу ряда причин при ликвидации часто устанавливаются мосты только в стволе скважины. Вырезание обсадной колонны и установка моста, перекрывающего заколонное пространство, не выполняется. Фильтрация газа через дефекты заколонного пространства может происходить на протяжении многих лет [1].

### Особенности разрушения цементного камня в скважинах, вскрывающих коллекторы с низкой проницаемостью

Решения, приемлемые для коллекторов с высокой проницаемостью, оказываются недостаточно эффективными при переходе к разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

На давно эксплуатирующихся месторождениях с высокопроницаемыми,

по современным представлениям, коллекторами наблюдается тенденция к включению в разработку новых низкопроницаемых объектов. Это означает, что условия эксплуатации будут усложняться, а нагрузки на цементный камень – расти.

В табл. 1 [2] приведены данные о проницаемости цемента по ряду рецептур. Как видно, после затвердевания цемент имеет проницаемость в несколько мД.

Таблица 1

Проницаемость некоторых цементных составов [2]

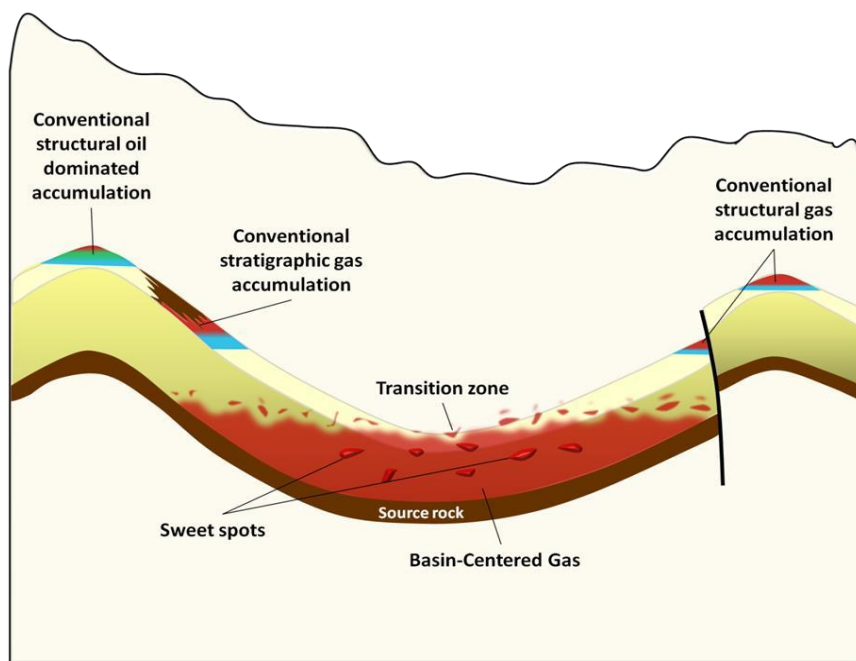
Состав	В/Ц	Проницаемость после твердения, мД		
		2 сут	7 сут	15 сут
Бездобавочный ПЦ	0,5	87,3	7,7	3,4
Бездобавочный ПЦ	0,6	154,3	15,5	4,7
Бездобавочный ПЦ	0,7	201,2	18,7	7,1
№3 (ПЦТ, 7% СМС, 0,1% КССБ, 2% Палыгорскит, 0,15% Vinparas, 10% РД)	0,7	184,4	3,3	6,8
№3 + Базальтовое 6 мм	0,7	77,1	3,3	2,9
№3 + Полипропиленовое	0,7	110,1	4,7	3,5
№3 + Гранулированное	0,7	131,2	6,7	4,2

На рис. 1 [3] схематично показаны общие представления о газоносности региона месторождения Гавар.

Накопления газа в зоне, отмеченной на рис. 1 как Basin-Centered Gas (BCG), представляют собой газонасыщенные разности, которые существуют повсеместно, преимущественно в низкопроницаемых коллекторах, в более глубоких частях осадочных бассейнов. Основная сложность, препятствующая их активной разработке, – высокая стоимость добычи газа, обусловленная чрезвычайно низкой проницаемостью коллекторов.

Уже включенные в разработку залежи газа (см. рис. 1) находятся на периферии рассматриваемого региона в стратиграфических ловушках. В последние годы одним из методов интенсификации закачки на данном месторождении является применение кислотных обработок больших объемов, что ставит вопрос об устойчивости цементного камня при обработках [4].

Так, типичной является ситуация, когда после снижения объемов закачки в необсаженной нагнетательной скважине с 9800 баррелей в сутки до 4000 баррелей осуществляется кислотная обработка для восстановления приемистости скважины.



**conventional structural oil dominated accumulation** – традиционная структурная залежь с преобладанием нефти;

**conventional stratigraphic gas accumulation** – традиционное стратиграфическое скопление газа;

**conventional structural gas accumulation** – традиционное структурное скопление газа;

**source rock** – материнская порода;

**sweet spots** – «золотая середина»;

**transition zone** – переходная зона;

**basin-centered gas** - запасы газа в центральной части

Рис. 1. Общая схема отложений палеозойской нефтегазовой системы [3]

Современные составы цемента с высокой плотностью не обеспечивают хорошего предотвращения миграции газа из-за осаждения частиц цемента и увеличения проницаемости со временем из-за образования дефектов в цементе. В ряде работ на протяжении многих лет осуществлялись исследования с целью создания новых рецептур цемента. Новые составы снижали миграцию газа через неповрежденное цементное кольцо в 2–4 раза [5–7].

#### Влияние коррозии на состояние цементного камня

Проблемы с устойчивостью цементного камня в условиях коррозионного разрушения наблюдаются на месторождениях России и других стран. На территории нашей страны проблемы отмечаются на Астраханском ГНКМ, в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, месторождениях Красноярского края, Западной Сибири и др. За рубежом данные проблемы имеют место на

месторождениях Венесуэлы (округ Боливар) и других стран [8].

Отдельной задачей является создание цементов для агрессивных сред, содержащих углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ). Обычные цементные составы подвержены разрушению при контакте с  $\text{CO}_2$  [9]. Так, выдерживание образцов цементного камня в контакте с водой, содержащей углекислый газ, при температуре  $150^\circ\text{C}$  и давлении порядка 200 атм, показало, что  $\text{CO}_2$  проникает во все образцы в течение одного месяца.

В другом экспериментальном исследовании [10] при температуре  $90^\circ\text{C}$  и давлении 280 атм аналогичные эффекты зафиксированы через шесть недель. При несколько меньшей температуре в  $50^\circ\text{C}$  и давлении 300 атм эффект зафиксирован через 3 месяца.

Карбонизация цементных систем увеличивает их водопроницаемость и прочность на сжатие и растяжение, тогда как модули Юнга и коэффициенты Пуассона снижаются.

Из-за этих изменений механических свойств прогнозные оценки, полученные на основе математических моделей ствола скважины, показывают более низкие напряжения на каждом цементном кольце, чем до воздействия  $\text{CO}_2$ . Следовательно, долговечность каждого цементного кольца улучшается в отношении напряжений, вызванных изменениями температуры и давления, до тех пор, пока не происходит химическое выщелачивание или растрескивание. Результаты математических экспериментов подтверждаются и фактическими данными [11].

В 2015 г. Саудовская Аравийская нефтяная компания Saudi ARAMCO испытала на 5 скважинах 30 различных цементных составов. Кратко результаты данных исследований изложены в работе [12]. Если ориентироваться на минеральный состав цемента, то при разработке месторождений в отложениях Хуфф (Khuff) с проницаемостью коллектора от 1 до 100 мД возможны выпадения в осадок таких компонентов, как гематит и кварцевый песок.

Важным эффектом, влияющим на проницаемость заколонного пространства, является взаимодействие между внешней поверхностью колонны и цементом. Так, в работе [11] установлено, что на внешней поверхности колонны образуется осадок карбоната толщиной от одного до трех миллиметров, но этого оказывается достаточно, чтобы цемент в контакте со сланцами (толщиной 0,1–1 см) был сильно карбонизирован до образования ассоциации кальцита, арагонита, ватерита и аморфного алюмосиликатного остатка и приобрел ярко-оранжевый цвет. Целостность границ раздела обсадная колонна–цемент и цемент–сланец, по мнению авторов указанной работы, является наиболее важной при эксплуатации скважины в условиях присутствия в пласте  $\text{CO}_2$ . В итоге портландцемент, извлеченный

из 55-летней скважины, подвергавшейся 30 лет воздействию углекислого газа, имел свидетельства воздействия  $\text{CO}_2$  в виде карбонатного осадка, прилегающего к обсадной колонне, и сильно карбонизированного цемента оранжевого цвета, прилегающего к сланцевой крышке. Однако структурная целостность извлеченного цементного керна, петрографические наблюдения, данные по воздухопроницаемости и диаграмма цементного сцепления показывают, что цемент сохранил свою способность предотвращать значительный перенос жидкости через цементную матрицу. Наблюдения и численные расчеты показывают, что углекислый газ сформировал оранжевые отложения в результате движения из коллектора вдоль границы раздела сланец–цемент.  $\text{CO}_2$ , образующий карбонатный осадок на границе раздела обсадная колонна–цемент, мог выделиться в результате миграции из коллектора или внутри скважины вдоль границы раздела обсадных труб по стыкам обсадной колонны или участкам коррозии обсадной колонны.

Анализ состояния скважин показывает, что портландцемент может сохранять свою целостность в пласте, по крайней мере, в течение одного десятилетия в условиях контакта с  $\text{CO}_2$ . Численные расчеты показывают низкую скорость разложения за счет диффузного воздействия углекислого газа, что позволило бы толстому слою цемента сохраняться более длительное время. Однако также установлено, что  $\text{CO}_2$  мигрировал вдоль границ раздела обсадная колонна–цемент и сланец–цемент в течение некоторого периода времени. Кроме утечек через дефекты цементного камня наблюдалась фильтрация газа через микрозазор на границе раздела цемент–обсадная колонна.

### Лабораторные исследования сцепления цементного камня и обсадной колонны

На рис. 2 представлена фотография границы раздела, имеющей микрозазоры (microannuli), между цементом и стальной обсадной-колонной (cement–steel).

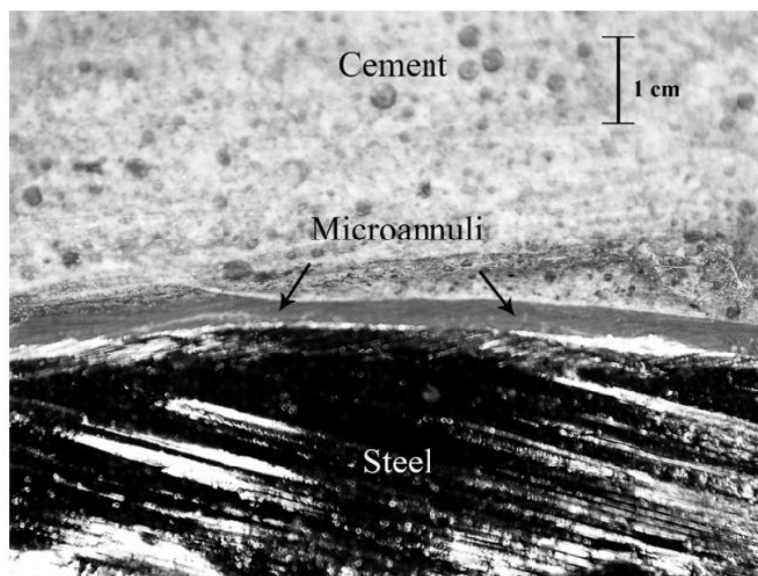


Рис. 2. Фотография границы раздела цемент–обсадная колонна с микрозазорами [14]

В работе [14] выполнены лабораторные измерения потока газа через микрозазор при различных давлениях в колонне, кондукторе, обсадной колонне и в порах. Целью эксперимента было получение представления о том, как микрозазоры реагируют на внешнее воздействие. Эксперименты проводились на моделях ствола скважины, состоящих из цементного кольца и стальной обсадной колонны, с микрозазорами между стальной обсадной колонной и цементом. Поскольку модели были относительно проницаемыми, при фильтрации газа наблюдалось влияние как вязких, так и инерционных сил. Для описания такого режима течения подходит уравнение Форхгеймера. После учета нелинейного характера притока была вычислена эффективная проницаемость ствола скважины.

В ходе лабораторных экспериментов [13] исследовалось разрушение цемента в условиях фильтрации рассола, насыщенного  $\text{CO}_2$ , через цементный камень. Обнаружились быстрое разрушение и потеря структурной целостности цементного камня в течение нескольких недель после воздействия.

Расчет проницаемости по закону Форхгеймера давал значения, которые часто были значительно больше ( $>100\%$ ), чем можно было интерпретировать, если бы инерционная компонента в описании фильтрации газа игнорировалась. Модели ствола скважины с микрозазорами обладают относительно большими эффективными проницаемостями ствола скважины по сравнению с неповрежденными. Скорость потока через образцы с микрозазорами была примерно в 100 раз больше, чем скорость течения через модели с неповрежденным цементом при сравнимых условиях. Интерпретируемая гидравлическая апертура зазоров варьировалась от величины менее 10 мкм до значения более 100 мкм, что находится в диапазоне гидравлических апертур, интерпретируемом для некоторых негерметичных стволов скважин.

По результатам экспериментов установлено, что микрозазоры схожи с трещинами в том, как они деформируются в ответ на изменения напряжения. Даже при высоком внешнем давлении они остаются открытыми и способны обеспечивать фильтрацию значительного потока. На рис. 3 представлена зависимость эффективной

проницаемости микрозазора (effective wellbore permeability) от его раскрытости (micro annulus hydraulic aperture), отмечены диапазон значений проницаемостей (range of permeability) и приблизительный диапазон проницаемости неповрежденного цемента (approximate range of permeability of intact cement).

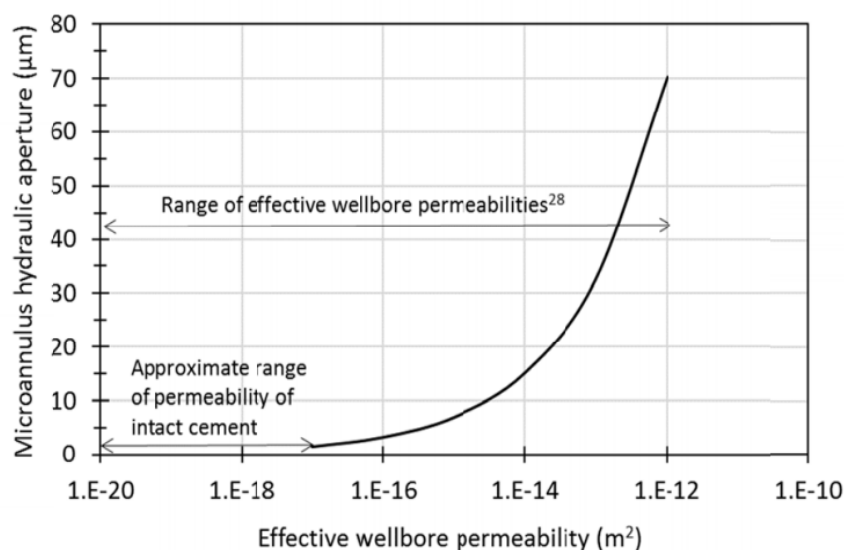


Рис. 3. Зависимость проницаемости зазора от его раскрытости [14]

Повышенное нормальное напряжение в микрозазорах приводит к большому контакту между двумя поверхностями с соответствующим увеличением жесткости, что вызывает нелинейное закрытие трещины в зависимости от давления. Гистерезис в реакции микрозазоров согласуется с пластической деформацией неровностей в контакте вдоль границы раздела цемент–обсадная колонна. Пластическая деформация выступов приводит к увеличению жесткости после первоначального нагружения и является причиной безвозвратного уменьшения гидравлического просвета, часто наблюдаемого после начального нагружения. Гидравлический просвет изменяется с последующими чередованиями нагрузок и

разгрузок, как правило, в значительной степени восстанавливаемых.

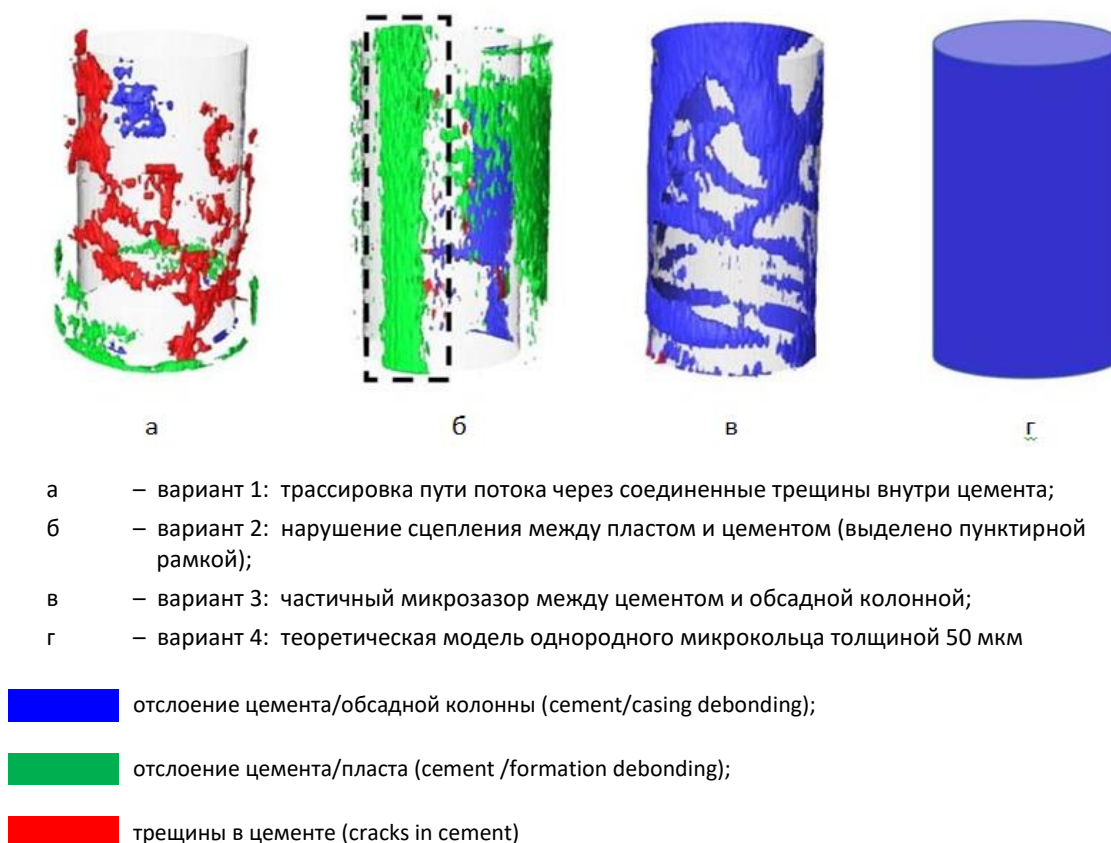
Микрокольцо оказалось чувствительным к изменениям температуры внутри обсадной колонны. Гидравлический просвет микроканального кольца увеличился в ответ на понижение температуры внутри обсадной колонны. Также на гидравлическую апертуру микрокольца влияли изменения порового давления внутри образца. Гидравлический просвет уменьшался по мере того, как уменьшалось поровое давление, а давление обжима поддерживалось постоянным, соответствуя деформации микрозазоров, реагирующей на эффективное напряжение.

Кроме того, были выполнены измерения фактического (механического) просвета по всей окружности после впрыскивания эпоксидной смолы в микрокольцо заколонного пространства и разрезания образца. Эти результаты показали, что микроззор не является однородным кольцевым зазором, а его геометрия сильно варьируется по окружности. Кроме того, образец с корродированным корпусом был на много порядков более

проницаемым, чем неповрежденные образцы, предположительно из-за протекания через образец продуктов коррозии.

В другой работе [15] даны оценки скорости движения газа в микроззорах, полученные на основе математического моделирования.

На рис. 4. представлены схемы рассмотренных вариантов. Варианты различаются природой сформированных трещин.



**Рис. 4.** Четыре модельных случая сформированных микроззоров [15]

При этом эффективная проницаемость (при течении по закону Дарси) менялась для разных вариантов расчета в широком диапазоне величин. Полученные оценки приведены в табл. 2. В табл. 3

представлены оценки проницаемостей по закону Форгеймера. Метан использовался в качестве модельного флюида, фильтрация предполагалась чисто газовой.

Таблица 2

**Эффективная проницаемость по закону Дарси, Д**

Перепад давления, Па	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
20	40	1100	2000	0,14
50	30	900	1600	0,14
100	20	700	1300	0,14
150	17	600	1100	0,14
200	15	500	1000	0,14

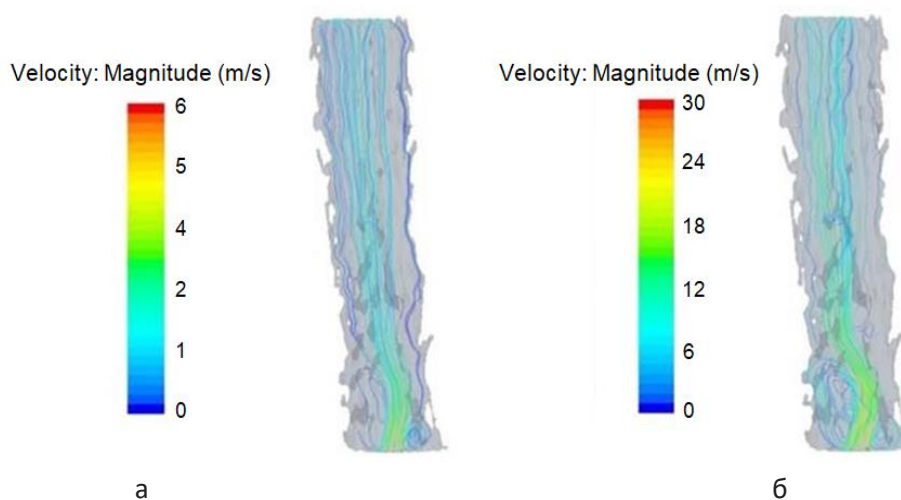
Таблица 3

**Эффективная проницаемость по закону Форхгеймера, Д**

Вариант	Эффективная проницаемость, Д
1	70
2	1350
3	2330
4	0,14

Получаемые проницаемости зависят и от перепада давления. На рис. 5 представлены поляны распределения скоростей фильтрации для различных перепадов давления в микрозоре,

соответствующем варианту 2 (см. рис. 4). Как видно из сравнения рисунков 5а и 5б, зависимость скорости (velocity), величина (magnitude) которой измерялась в м/с, является нелинейной.



**Рис. 5.** Карта скоростей фильтрации в микрозоре для варианта 2 при перепаде давления: а – в 20 атм, б – в 200 атм



При сравнении значений эффективной проницаемости по закону Дарси (см. табл. 2) для вариантов 1–3 с аналогичными значениями, найденными с использованием уравнения Форхгеймера (см. табл. 3), видно, что оценки проницаемостей по закону Форхгеймера немного выше. Для варианта 4 эффективная проницаемость, найденная с помощью уравнения Форхгеймера, совпадает с эффективной проницаемостью, найденной с использованием закона Дарси. По сравнению с проницаемостью хорошего цементного камня, которая измеряется в мД [16, 17], расчетная эффективная проницаемость для всех случаев является относительно высокой.

Эффективные проницаемости, найденные для вариантов с 1 по 3, на несколько порядков (особенно для вариантов 2 и 3) больше, чем те, которые были установлены в предыдущих исследованиях. Бачу и Беннион [17] в 2009 г. обнаружили, что кольцевые зазоры и трещины в цементной оболочке порядка от 10 до 300 нм увеличивают эффективную проницаемость цементной оболочки от 0,1 до 1 мД. Аналогичным образом в работе [18] авторы установили, что трещины или микрозазоры размером от 2,5 до 80 нм могут привести к увеличению проницаемости цемента до 0,01–1000 мД. Авторы работы [19] выяснили, что эффективная проницаемость для микрозазоров размером 23 нм составляет 140 мД, а для зазоров от 2 до 9 мм – от 0,1 до 5 мД. В работе [20] авторы рассчитали ширину соответствующих эффективных микрозазоров на основе измеренного перепада давления и скорости потока, предполагая, что микрозазоры – концентрические и однородные. Они установили, что поток жидкости будет соответствовать проницаемости цементного кольца от 11 до 13 мД при применении расширяемого цемента. Однако для всех этих исследований

размер микрозазоров рассчитывался с использованием закона Дарси и в предположении прямых и однородных микротрещин. Данное предположение является упрощением, так как фактические замеры, выполненные авторами, показывают, что трещины и микрокольца в цементной оболочке не являются ни однородными, ни прямыми. При принятых упрощениях для случая однородного микрокольца (вариант 4) полученная эффективная проницаемость 0,14 Д согласуется с результатами других авторов [18].

Взаимодействие с  $\text{CO}_2$  также рассматривалось в статье [21]. Авторы описывают серию экспериментов, которые были проведены для изучения воздействия фильтрующегося газонасыщенного рассола на цемент в скважинах. Эксперименты проводились при атмосферном давлении. Цементы подвергались воздействию температур (20–50 °С) и среды с различными значениями рН (2,4–5). Данные условия характерны для глубин около 1 км. Цементы проанализированы с использованием нескольких методов, включая оптическую микроскопию, рентгеновскую порошковую дифракцию (XRD), стандартный электронно-зондовый рентгеновский микроанализ (EPMA), индуктивно связанную плазма- и оптико-эмиссионную спектрометрию (ICP-OES). Результаты показали, что, если раствор был предварительно погашен карбонатом кальция, не было обнаружено никакого воздействия. Однако при ожидаемых значениях рН и температуры в пласте песчаника начальная скорость разрушения цемента была порядка нескольких миллиметров в месяц. Внешние слои цементов, прореагировавших в условиях, подобных песчанику, были полностью разрушены на основании результатов анализов XRD и EPMA.

Внутри разрушенных слоев были обнаружены: слой, богатый карбонатом кальция, слой, обедненный гидроксидом кальция, и непрореагировавшее цементное ядро. Скорость разрушения цемента в этих экспериментах контролировалась скоростью растворения богатого карбонатом кальция слоя после его образования и диффузии через полностью разрушенные слои.

Сравнение изменения скорости разложения между образцами, прореагировавшими при разных значениях pH, но при одной и той же температуре, и между образцами, прореагировавшими при разных температурах, но при одном и том же pH, показывает, что изменение температуры на 30 °C имеет большее влияние на скорость разложения цемента, чем изменение pH на 1,3 единицы. Сравнение состава чистого цемента с 6%-ным бентонитовым цементом показывает, что добавление бентонита и дополнительной воды приводит к тому, что бентонитсодержащий цемент имеет более высокую пористость и разлагается быстрее, чем чистый цемент.

Однако результаты работы [21] дают оценку сверху скорости разрушения цемента, поскольку расстояние диффузии ограничено размерами образца цементного камня. Таким образом, эти эксперименты моделируют случай взаимодействия между газированным рассолом, текущим по кольцевому зазору или трещине в цементе. Если бы диффузия происходила внутри пласта или внутри цемента, скорость разрушения была бы гораздо ниже.

В 2013 г. проводились эксперименты по снижению газопроницаемости цемента нефтяных скважин, результаты представлены в работе [22]. Устойчивая фиксация заколонного давления, связанного с существованием потока через проницаемую цементную матрицу или микрокольцевое

пространство, образовавшееся вокруг цемента, наблюдалось примерно в шестидесяти процентах скважин, добывающих нефть и/или газ в Мексиканском заливе.

В ряде работ получены относительно высокие значения проницаемости цементного камня. Так, в экспериментальной работе [23] проницаемость по гелию и воздуху цементного камня оценивается от 0,3 до 0,9 мД.

Авторы работы [22] считают, что критическое значение проницаемости цемента составляет значение 0,1 мД.

Данное граничное значение может быть принято как низкое при разработке коллекторов с относительно высокой проницаемостью при добыче нефти или газа. Для сланцевых месторождений газа – это слишком большое значение проницаемости, чтобы игнорировать потоки через такую среду.

## Выводы

1. Проницаемость неповрежденного цементного кольца составляет от 0,1 до 1 мД. При наличии повреждений или микрозазоров между цементом и внешней частью колонны видимая проницаемость по газу существенно возрастает. По результатам ряда исследований она составляет десятки миллиардов, достигая первых сотен в случае серьезных нарушений.

2. При наличии коррозии внешней поверхности труб продукты коррозии существенно увеличивают видимую проницаемость системы стенка скважины–цементное кольцо.

3. Срок эффективной службы цементного кольца напрямую зависит от условий его эксплуатации, в том числе от проводимых обработок забоев скважины и гидроразрывов.

4. При контакте с CO<sub>2</sub> уже через несколько месяцев возможно появление следов разрушения цемента.

5. Многолетние исследования, различных рецептур и добавок к

портландцементу, выполненные в разных странах, хотя и повысили его устойчивость, не обеспечивают достаточно надежной устойчивости к фильтрации газа.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).*

### Литература

1. *Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Аникеева Э.С., Лысенко А.Д.* Негерметичность скважин – глобальная проблема, а не локальная // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). Р. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15>
2. *Бекбаев А.А.* Совершенствование рецептур облегченных расширяющихся тампонажных материалов: Автореф.-дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2019. 24 с.
3. *Al Duhailan M., Al Mahmoud M.J., Al Otaibi M.G.* Potential for basin-centered gas in Saudi Arabia: Southwest Ghawar basin – a case study // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 25–27 August 2014. Paper URTEC-1922271-MS. 8 p. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1922271>
4. *Buhassan S., Halder S., Tammar H. et al.* Case history: new horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar field, Saudi Arabia // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 8–11 March 2015. Paper SPE-172570-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/172570-MS>
5. *Jennings S.S., Al-Ansari A.A., Al-Yami A.S.* Gas migration after cementing greatly reduced // Middle East Oil Show, Bahrain, 9–12 June 2003. Paper SPE-81414-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2523/81414-MS>
6. *Bahri Al-Yami A.S., Jennings S.S., Nasr-El-Din H.A. et al.* A new cement developed for high-temperature sidetracks // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 24–27 September 2006. Paper SPE-102596-MS. 9 p. <https://doi.org/10.2523/102596-MS>
7. *Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S.* An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells // International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 20–22 April 2009. Paper SPE-120885-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>
8. *Эрнандес Рекена Д.Р.* Обоснование и разработка коррозионностойких тампонажных составов для крепления обсадных колонн в условиях агрессивных пластовых флюидов и горных пород (на примере нефтяных месторождений Венесуэлы): Автореф. дис ... канд. техн. наук. СПб., 2019. 19 с.
9. *Brandl A., Cutler J., Seholm A. et al.* Cementing solutions for corrosive well environments // International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8–10 June 2010. Paper SPE-132228-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2523/132228-MS>

10. *Kutchko B.G., Strazisar B.R., Dzombak D.A.* et al. Degradation of wellbore cement by CO<sub>2</sub> under geologic sequestration conditions // *Environmental Science & Technology*. 2007. Vol. 41, No. 13. P. 4787–4792. <https://doi.org/10.1021/es062828c>
11. *Carey J.W., Wigand M., Chipera S.J.* et al Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO<sub>2</sub> exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2007. Vol. 1, No. 1. P. 75–85. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(06\)00004-1](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(06)00004-1)
12. *Al-Yami A.S.* An innovative cement formula to mitigate gas migration problems in deep gas wells: lab studies and field cases // *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, Mishref, Kuwait*, 11–14 October 2015. Paper SPE-175194-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/175194-MS>
13. *Duguid A., Radonjic M., Bruant R., Scherer G.W.* Degradation of well cements exposed to carbonated brine // 4<sup>th</sup> Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration DOE/NETL, Alexandria, Virginia, USA, 2–5 May 2005. 13 p.
14. *Stormont J.C., Fernandez S.G., Taha M.R., Matteo E.N.* Gas flow through cement-casing microannuli under varying stress conditions // *Geomechanics for Energy and the Environment*. 2018. Vol. 13. P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.gete.2017.12.001>
15. *Skorpa R., Vrålstad T.* Visualization of fluid flow through cracks and microannuli in cement sheaths // *SPE Journal*. 2018. Vol. 23, No. 4. P. 1067–1074. <https://doi.org/10.2118/180019-PA>
16. *Well cementing* / Ed. by E.B. Nelson, D. Guillot. 2<sup>nd</sup> ed. Sugar Land, TX: Schlumberger, 2006. 773 p.
17. *Bachu S., Bennion D.B.* Experimental assessment of brine and/or CO<sub>2</sub> leakage through well cement at reservoir conditions // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2009. Vol. 3, No. 4. P. 494–501. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.11.002>
18. *Boukhelifa L., Moroni N., James S.G.* et al. Evaluation of cement systems for oil and gas well zonal isolation in a full-scale annular geometry // *SPE Drilling & Completion*. 2005. Vol. 20, No.1. P. 44–53. Paper SPE-87195-PA. <https://doi.org/10.2118/87195-PA>
19. *Huerta N.J., Checkai D.A., Bryant S.L.* Utilizing sustained casing pressure analog to provide parameters to study CO<sub>2</sub> leakage rates along a wellbore // *SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA*, 2–4 November 2009. Paper SPE-126700-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/126700-MS>
20. *Aas B., Sørbø J., Stokka S.* et al. Cement placement with tubing left in hole during plug and abandonment operations // *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, Texas, USA*, 1–3 March 2016. Paper SPE-178840-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/178840-MS>
21. *Duguid A., Scherer G.W.* Degradation of oilwell cement due to exposure to carbonated brine // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010. Vol. 4, No. 3. P. 546–560. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.001>
22. *Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U.* An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability // *International Petroleum Technology Conference, Beijing, China*, 26–28 March 2013. Paper IPTC-16577-MS. 8 p. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>
23. *Вороник А.М., Каменских С.В., Печерин В.Н., Шаров Е.В.* Исследование физико-механических свойств коррозионно-стойкого цементного камня // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2017. № 10. С. 25–30.

## The problem of fluid filtration through cement stone on gas fields with low reservoir permeability

**E.S. Anikeeva**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
E-mail: [esanikeeva@ogri.ru](mailto:esanikeeva@ogri.ru)

**Abstract.** Partial destruction of cement stone or an increase in its permeability during the development of oil and gas fields is a frequent occurrence. There are a huge number of natural and man-made factors that lead to an increase in the gas permeability of the cement ring.

This article attempts to investigate the permeability of cement stone in active and abandoned wells. It presents an overview of experimental works devoted to determining the real permeability of cement stone on samples and according to the results of studying the state of wells in various conditions.

**Keywords:** cement, gas migration, cement stone, microannuli, carbonization, hydraulic aperture, hydraulic clearance.

**Citation:** *Anikeeva E.S.* The problem of fluid filtration through cement stone on gas fields with low reservoir permeability // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 61–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art5> (In Russ.).

### References

1. *Anikeev D.P., Zakirov S.N., Anikeeva E.S., Lysenko A.D.* Well leakage is a global problem, not a local one // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). P. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15> (In Russ.).
2. *Bekbaev A.A.* Improvement of formulations of lightweight expanding grouting materials: Synopsis of Ph.D. thesis. Ufa, 2019. 24 p. (In Russ.).
3. *Al Duhailan M., Al Mahmoud M.J., Al Otaibi M.G.* Potential for basin-centered gas in Saudi Arabia: Southwest Ghawar basin – a case study // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 25–27 August 2014. Paper URTEC-1922271-MS. 8 p. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1922271>
4. *Buhassan S., Halder S., Tammar H.* et al. Case history: new horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar field, Saudi Arabia // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 8–11 March 2015. Paper SPE-172570-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/172570-MS>
5. *Jennings S.S., Al-Ansari A.A., Al-Yami A.S.* Gas migration after cementing greatly reduced // Middle East Oil Show, Bahrain, 9–12 June 2003. Paper SPE-81414-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2523/81414-MS>
6. *Bahri Al-Yami A.S., Jennings S.S., Nasr-El-Din H.A.* et al. A new cement developed for high-temperature sidetracks // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 24–27 September 2006. Paper SPE-102596-MS. 9 p. <https://doi.org/10.2523/102596-MS>
7. *Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S.* An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells // International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 20–22 April 2009. Paper SPE-120885-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>



8. *Hernández Requena D.R.* Substantiation and development of corrosion-resistant grouting compositions for fixing casing strings in conditions of aggressive formation fluids and rocks (for example, Venezuelan oil fields): Synopsis of Ph.D. thesis. St. Petersburg, 2019. 19 p. (In Russ.).
9. *Brandl A., Cutler J., Seholm A.* et al. Cementing solutions for corrosive well environments // International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8–10 June 2010. Paper SPE-132228-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2523/132228-MS>
10. *Kutchko B.G., Strazisar B.R., Dzombak, D.A.* et al. Degradation of wellbore cement by CO<sub>2</sub> under geologic sequestration conditions // Environmental Science & Technology. 2007. Vol. 41, No. 13. P. 4787–4792. <https://doi.org/10.1021/es062828c>
11. *Carey J.W., Wigand M., Chipera S.J.* et al Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO<sub>2</sub> exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2007. Vol. 1, No. 1. P. 75–85. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(06\)00004-1](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(06)00004-1)
12. *Al-Yami A.S.* An innovative cement formula to mitigate gas migration problems in deep gas wells: lab studies and field cases // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, Mishref, Kuwait, 11–14 October 2015. Paper SPE-175194-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/175194-MS>
13. *Duguid A., Radonjic M., Bruant R., Scherer G.W.* Degradation of well cements exposed to carbonated brine // 4<sup>th</sup> Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration DOE/NETL, Alexandria, Virginia, USA, 2–5 May 2005. 13 p.
14. *Stormont J.C., Fernandez S.G., Taha M.R., Matteo E.N.* Gas flow through cement-casing microannuli under varying stress conditions // Geomechanics for Energy and the Environment. 2018. Vol. 13. P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.gete.2017.12.001>
15. *Skorpa R., Vrålstad T.* Visualization of fluid flow through cracks and microannuli in cement sheaths // SPE Journal. 2018. Vol. 23, No. 4. P. 1067–1074. <https://doi.org/10.2118/180019-PA>
16. Well cementing / Ed. by E.B. Nelson, D. Guillot. 2<sup>nd</sup> ed. Sugar Land, TX: Schlumberger, 2006. 773 p.
17. *Bachu S., Bennion D.B.* Experimental assessment of brine and/or CO<sub>2</sub> leakage through well cement at reservoir conditions // International Journal of Greenhouse. Gas Control. 2009. Vol. 3, No. 4. P. 494–501. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.11.002>
18. *Boukhelifa L., Moroni N., James S.G.* et al. Evaluation of cement systems for oil and gas well zonal isolation in a full-scale annular geometry // SPE Drilling & Completion. 2005. Vol. 20, No.1. P. 44–53. Paper SPE-87195-PA. <https://doi.org/10.2118/87195-PA>
19. *Huerta N.J., Checkai D.A., Bryant S.L.* Utilizing sustained casing pressure analog to provide parameters to study CO<sub>2</sub> leakage rates along a wellbore // SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA, 2–4 November 2009. Paper SPE-126700-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/126700-MS>
20. *Aas B., Sørbo J., Stokka S.* et al. Cement placement with tubing left in hole during plug and abandonment operations // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, Texas, USA, 1–3 March 2016. Paper SPE-178840-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/178840-MS>
21. *Duguid A., Scherer G.W.* Degradation of oilwell cement due to exposure to carbonated brine // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2010. Vol. 4, No. 3. P. 546–560. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.001>

22. *Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U.* An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability // International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26–28 March 2013. Paper IPTC-16577-MS. 8 p. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>

23. *Voronik A.M., Kamenskikh S.V., Pecherin V.N., Sharov E.V.* Research of physical-mechanical properties of a corrosion-resistant cement stone // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2017. No. 10. P. 25–30. (In Russ.).