

УДК 622.24.002.2

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАДЕНИЯ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРАХ

Федоров В.Н.

ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа
e-mail: FedorovVN@baschneft.ru

Аверьянов А.П.

Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН
(НЦ НВМТ РАН), г. Москва

Котельников С.А.

Лаборатория техники и технологии строительства скважин
СургутНИПИнефть, г. Сургут

Дюсюнгалиев М.А.

Научно-исследовательский комплексный отдел
бурения и исследования скважин СургутНИПИнефть, г. Сургут

Аннотация. Приводятся лабораторные исследования, моделирующие процесс гидратации цемента в скважинных условиях. Определялось влияние фильтрационных процессов на условия формирования крепи скважины на приборе «тестер миграции газа в цементном растворе». В результате исследований выявлено, что падение порового давления наблюдается у всех исследуемых рецептур тампонажных растворов, применяемых в нефтяных компаниях. При этом интенсивность падения порового давления напрямую зависит от величины водоотдачи цементных растворов.

Ключевые слова: скважина, тампонажный раствор, цементный камень, гидратация, миграция газа, поровое давление, негерметичность крепи

Вопрос создания герметичной крепи добывающих и нагнетательных скважин остается актуальным не одно десятилетие. За последние годы существенное развитие получили технологии бурения и цементирования, включая буровое и цементировочное оборудование, конструкции скважин, буровые растворы и тампонажные материалы. Но вместе с этим значительно усложнились условия бурения и повысились требования к нефтегазовым скважинам как к промышленным объектам.

Из опыта известно, что возникновение заколонных перетоков и нарушение герметичности заколонного пространства обнаруживается как на стадии ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), так и в процессе дальнейшего углубления ствола скважины, освоения, либо эксплуатации скважины. Однако, как отмечают мно-

гие исследователи [1, 2], чаще всего образование каналов в заколонном пространстве крепи скважин начинает возникать уже в период ОЗЦ.

После продавливания цементного раствора в затрубное пространство и остывания его в покое, тампонажный раствор оказывает значительную репрессию на стенки скважины (10,0 МПа и более), создавая при этом градиент давлений, направленный в сторону окружающей горной породы. При этом интенсифицируется процесс водоотделения из цементного раствора. Так, в частности, при градиенте давления величиной 0,1 МПа из объема цементного раствора 100 см³ отфильтровывается порядка 30 % воды затворения менее чем за одну минуту. Наиболее значительная фильтрация происходит в интервале залегания пород с более высокими коллекторскими свойствами, но практически вода поступает в окружающие породы на всем протяжении ствола скважины, не исключая и глинистые породы.

В результате фильтрации жидкости затворения уменьшается объем цементного раствора в скважине, что приводит к снижению скорости гидратации цемента, созданию условий для «зависания» цемента на стенках скважины, снижению порового давления в цементном растворе, и является предпосылкой поступления пластового флюида в затрубное пространство. Уменьшение объема цементного раствора по стволу скважины в этом случае, в отличие от контракции и тиксотропной усадки, будет неравномерным и будет зависеть от фильтрационных характеристик окружающих пород. Снижение порового давления и, как следствие, поступление пластового флюида в затрубное пространство благоприятствует созданию каналов миграции в твердеющем цементном растворе - камне, нарушая герметичность крепи и снижая прочность формирующегося цементного камня.

Современный уровень развития технологий позволяет более точно смоделировать скважинные условия и провести экспериментальные исследования непосредственно в лаборатории, с фиксированием большого количества параметров и изменением различных факторов.

Исследования по определению влияния фильтрационных процессов на условия формирования надежной крепи проводились на приборе «Тестер миграции газа в цементном растворе». Схема прибора представлена на рис. 1.

Исследования проводились при следующих условиях: гидростатическое давление 6,8 МПа; подпорное давление 2,0 МПа; давление газа 3,4 МПа; температура 50 °С.

Принцип работы прибора заключается в следующем. Приготавливается испытуемый цементный раствор, кондиционируется в консистометре в течение 30 минут при заданной температуре и заливается в ячейку прибора. Ячейка подключается к системе прибора. Через поршень на цементный раствор подается гидростатическое давление. Затем создается подпорное давление и открывается нижний игольчатый клапан. При создавшемся градиенте давлений начинается процесс

фильтрации жидкости затворения (водоотдача), с изменением объема раствора, контролируемого по положению поршня. В процессе исследований на графике отображаются следующие кривые: изменение порового давления; изменение положения поршня в ячейке; объем вышедшего фильтрата; объем прошедшего газа. Во время исследований постоянно фиксируется значение порового давления в цементном растворе. При падении порового давления ниже давления газа (3,4 МПа), что происходит менее чем за одну минуту, начинается поступление газа в цементный раствор. При поступлении газа в раствор наблюдается небольшой рост величины порового давления, газ начинает аккумулироваться в полостях раствора и через небольшой промежуток времени (15 - 30 секунд), вытесняя фильтрат, газ полностью прорывает структуру цементного раствора. На выходе контролируется объем газа, прошедшего через тампонажный раствор в процессе эксперимента. На рис. 2 представлены графики, полученные во время исследований цементного раствора, приготовленного из тампонажного портландцемента с водоцементным отношением (В/Ц) 0,5.

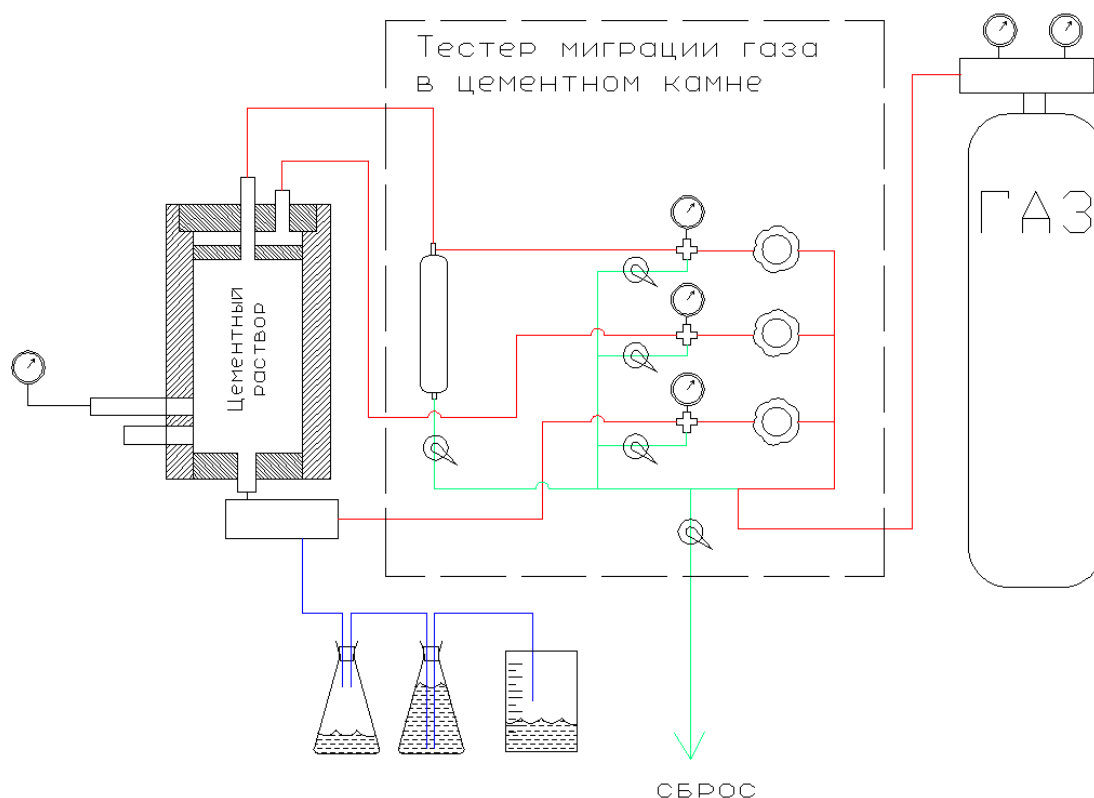
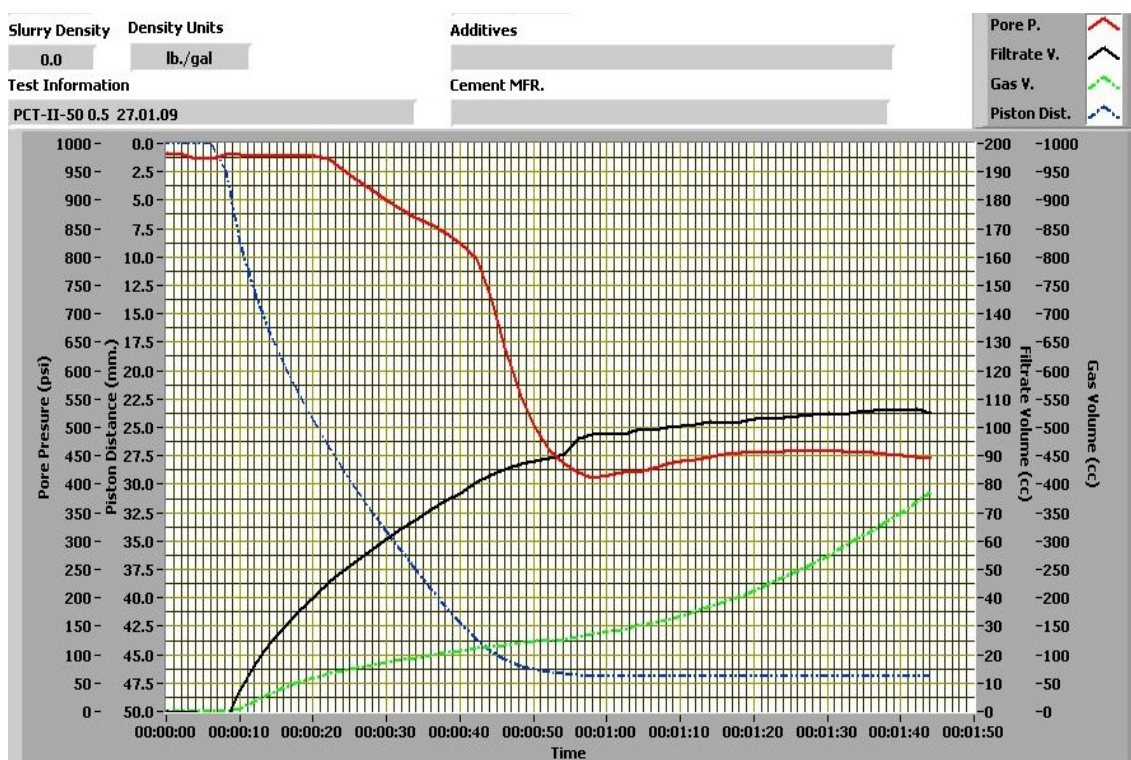


Рис. 1. Технологическая схема прибора «Тестер миграции газа в цементном растворе»

В результате проведенных исследований было установлено, что падение порового давления наблюдается у всех испытанных рецептов тампонажных растворов, традиционно применяемых в нефтегазовых компаниях. Причем интенсивность падения порового давления напрямую зависит от значений водоотдачи цементных растворов.

Данный вывод отличен от классических представлений падения порового давления в цементном растворе. Ранее считалось, что в результате седиментации, фильтрации, твердения, роста статического напряжения сдвига цементного раствора происходит его «зависание» на стенках скважины. В результате этого явления происходит снижения давления на стенки скважины до значений гидростатического давления, а в последующем и ниже гидростатического. Также считалось, что если цементный раствор успел набрать прочность быстрее, чем произошло падение порового давления, то это обеспечит создание герметичной крепи. Бесспорно, одной из основных причин негерметичной крепи является падение порового давления в цементном растворе и, как следствие, миграция пластового флюида по заколонному пространству.



- величина порового давления, psi; — объем вышедшего фильтрата, см³;
 — положение поршня, мм; — объем вышедшего газа, см³

Рис. 2. Графики исследований на тестере миграции газа

В результате проведенных опытов установлено, что падение порового давления напрямую зависит от значений водоотдачи, и данное явление происходит менее чем за одну минуту после оставления цементного раствора в покое (в случае применения традиционно применяемых рецептур тампонажных растворов ПЦТ I, П-50, ПЦТ I, П-100, с В/Ц-0,5). В процессе снижения порового давления активизируются процессы миграции пластового флюида (в нашем случае газа) в цементный раствор. Скорость прохождения газа зависит от плотности упаковки цементных частиц, наличия оставшейся воды и др.

На следующем этапе исследований, для определения физико-механических характеристик полученного образца цементного камня его извлекли из ячейки тестера миграции газа и поместили во влажные условия на двое суток для набора прочности (твердения).

После извлечения образца (через 48 часов твердения) не удалось определить его прочностные и петрофизические свойства, по причине хрупкости и разрушения образца цементного камня. Причем процесс разрушения был однотипным для всех исследованных образцов. На рис. 3 представлен снимок одного из испытуемых образцов. Следует отметить слоистый характер разрушения цементного камня.

В результате высоких значений водоотдачи и снижения содержания воды в цементном растворе - камне, после двух суток твердения во влажных условиях, цементные частицы находятся на начальной стадии реакции гидратации. В результате чего получен частично гидратированный цементный камень с плотно упакованными частицами цемента и проницаемостью по газу равной 0,25 мД.



Рис. 3. Исследуемый образец после тестера миграции газа и двух суток твердения во влажных условиях, при $T = 75\text{ }^{\circ}\text{C}$

Выводы

1. На создание прочного, непроницаемого и долговечного цементного камня большое влияние оказывают фильтрационные процессы, происходящие в цементном растворе.

2. Одной из основных причин миграции газа в цементном растворе является падение порового давления. На темп падения порового давления значительное влияние оказывает водоотдача цементных растворов. У применяемых цементных растворов время падения порового давления составляет около двух минут.

3. При фильтрации жидкости затворения происходит упаковка цементных частиц, с формированием структуры проницаемостью по газу около 0,25 мД.

4. Для повышения качества крепления и создания непроницаемой крепи с высокими структурно-механическими свойствами необходимо применять тампонажные растворы с низкими значениями водоотдачи и высокими тампонирующими свойствами.

Литература

1. Грикулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин (на примере песцовой площади Уренгойского месторождения) // Нефть, газ и бизнес. 2008. № 1. С. 8 - 23.

2. Рябоконт С.А., Овечкин А.И., Гноевых А.Н. О необходимости совершенствования техники и технологии крепления скважин // Нефтяное хозяйство. 2001. № 11. С. 60 - 63.

STUDY THE PORE PRESSURE DROP IN THE CEMENT SOLUTION

V.N. Fedorov

*BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia
e-mail: FedorovVN@baschneft.ru*

A.P. Averyanov

*Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology,
Russian Academy of Science, Moscow, Russia*

S.A. Kotelnikov

SurgutNIPIneft, Surgut, Russia

M.A. Dyusyungaliev

SurgutNIPIneft, Surgut, Russia

Abstract. *Provides laboratory testing to simulate the process of cement hydration in downhole conditions. The influence of filtration processes on the conditions of well lining formation was evaluated with the device "tester of gas migration in cement solution". As a result, studies revealed that the pore pressure drop is observed in all the investigated formulations of cement slurries used by oil companies. The intensity of pore pressure fall depends on the magnitude of water loss of cement solutions.*

Keywords: *well, cement slurry, cement stone, hydration, gas migration, pore pressure, lining leakage*

References

1. Grikuletskii V.G., Petresku V.I. Povyshenie effektivnosti tsementirovaniya obsadnykh kolonn gazovykh skvazhin (na primere pestsovoi ploshchadi Urengoishtskogo mestorozhdeniya) (Increasing the efficiency casing cementing of gas wells (on example Pestsovaya area of the Urengoy field)), *Neft, gaz i biznes*, 2008. Issue 1, pp. 8 - 23.
2. Ryabokon' S.A., Ovechkin A.I., Gnoevykh A.N. O neobkhodimosti sovershenstvovaniya tekhniki i tekhnologii krepleniya skvazhin (The need to improve the technique and technology well casing), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2001, Issue 11, pp. 60 - 63.