

УДК 622.248.35

**О МЕХАНИЗМЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ
В ПЕРИОД ОЗЦ**

Ф.А. Агзамов, С.Ф. Комлева

ГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет

ON MECHANISM OF GAS SHOWING DURING WOC

F.A. Agzamov, S.F. Komleva

Ufa State Oil Technical University

E-mail: faritag@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены возможные пути миграции газа и причины образования газопроводящих каналов. Одной из наиболее важных причин является снижение гидростатического давления столба цементного раствора на пласт, на этапе загустевания и твердения тампонажного раствора. При этом из-за структурообразования тампонажного раствора, давление на забое снижается до гидростатического давления столба воды, находящейся в порах загустевающего и твердеющего тампонажного раствора, что часто ниже пластовых давлений.

Применение добавок-газоблокаторов, создающих газонепроницаемое уплотнения в течение всего периода схватывания цемента, возможно, позволит решить проблему газопроявлений.

Для исследования механизма возникновения газопроявлений в период ОЗЦ была изготовлена экспериментальная установка, на которой был проведен комплекс специальных исследований с различными тампонажными растворами, обработанными реагентами.

На экспериментальной установке было изучено падение гидростатического давления столба цементного раствора на пласт в период ожидания затвердения цемента (ОЗЦ). Затем на ней моделировалось газопроявление при начальном пластовом давлении ниже, чем гидростатическое давление столба цементного раствора.

Выполненные эксперименты позволили установить взаимосвязь между кинетикой структурообразования, падением гидростатического давления столба на пласт и вероятностью возникновения газопрорыва, что дает возможность разработки эффективной методики оценки газоблокирующих добавок.

Из исследованных добавок наилучшую эффективность показал полиэлектролит ВПК-402, который предупреждает миграцию газа в затрубном пространстве, не ухудшает прочностных показателей цементного камня, не влияет на сроки схватывания. Добавки EXR и CFL-117 являются удовлетворительными, в плане защиты заколонного пространства от миграции газа.

При этом не подтверждена взаимосвязь между изменением статического напряжения сдвига тампонажных растворов через 10 секунд и 10 минут и эффективность предупреждения газопрорыва в период ОЗЦ.

Abstract. The article discusses possible ways of gas showings and mechanism responsible for channelling. One of the common reasons behind this mechanism is decrease of hydrostatic pressure during cement setting. Because of cement slurry gelation, bottomhole pressure decreases to the level of the hydrostatic pressure of the column of water contained in the pores of thickening and setting slurry, not infrequently, below reservoir pressure.

The gas showings problem could possibly be solved through application of gas blocking agents, which are able to form a gastight seal during cement setting period.

To investigate the mechanism of gas showings during the waiting on cement (WOC) period, an experimental setup was designed. Experiments were performed with cement slurries treated with different agents. Decrease of hydrostatic slurry pressure during WOC was studied; also, gas showings at initial in-situ pressure below hydrostatic slurry pressure were simulated.

The results obtained made it possible to establish the relationship between the kinetics of gelation and decrease of hydrostatic slurry pressure, on the one hand, and the likelihood of gas showings, on the other hand. This evidence can be used to work out an effective methodology for assessment of gas blocking agents.

The best performance was demonstrated by polymeric electrolyte VPK-402. It was able to prevent gas channelling, did not affect strength characteristics of the cement sheath, neither did it affect cement setting time. EXR and CFL-117 agents showed moderate results. The relationship between the change in gel strength of cement slurry after 10 seconds and 10 minutes and the effectiveness of prevention of gas showings during WOC has not been confirmed.

Ключевые слова: газопроявление; ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ); давление на пласт; пластовое давление; структурирование цементного раствора; газоблокаторы.

Keywords: gas showings; waiting on cement (WOC); hydrostatic pressure; reservoir pressure; slurry gelation; gas blocking agents.

Введение

Попадание газа из пласта в скважину может привести к технологическим ситуациям, которые нарушают процесс бурения и цементирования скважин. Чрезвычайную опасность газопроявления, как осложнения технологических процессов строительства и ремонта скважин,

можно получить из-за вероятности их перехода в открытые фонтаны – это один из самых сложных типов аварий, который наносит огромный материальный ущерб и создает опасность для жизни людей и окружающей среды, соотносимый с экологическими катастрофами [1].

Газовая миграция и его последующий выход на поверхность много лет доставляют неприятности во время бурения, крепления нефтяных и газовых скважин, а впоследствии, во время добычи углеводородов. Затраты на предотвращение этих явлений, рост затрат на ликвидацию скважин, нанесение ущерба окружающей среде и снижение добычи являются лишь некоторыми из возможных проблем, возникающих при поступлении газа в скважину.

Опыт цементирования скважин и борьба с перетоками, газонефтеводопроявлениями и грифонами показывают, что все они имеют одну и ту же природу. Чтобы разработать механизмы, предупреждающие эти типы осложнений, необходимо установить причины, которые приводят к их происхождению и развитию, а также оценить факторы, определяющие качество цементирования затрубного пространства.

1. Пути миграции газа в скважине

Происхождение и развитие газопроявлений из пластов в заколонное пространство, после его цементирования, возможно только, если в нем существуют каналы, по которым может мигрировать газ.

Возможными каналами могут быть:

- контактная зона стенки скважины с глинистой коркой;
- каверны, которые заполнены не вытесненным буровым раствором;
- трещины и перематости пород;
- каналы, созданные поднимающимся по тампонажному раствору газом;

- зазоры, которые образовались на контактах тампонажного камня, в результате высвобожденной из тампонажного состава воды;
- заполненный водой на границе между глинистой коркой (промывочной жидкостью) и цементным раствором (камнем) канал, который создан в результате их синерезиса;
- капилляры в схватившийся, но еще не затвердевшей тампонажной суспензии, которые образовались из-за наличия в растворе свободной избыточной воды;
- каналы, образовавшиеся в цементном растворе в результате водоотделения на границах с другими поверхностями;
- трещины в цементном камне после его перфорации.

Из изложенного следует, что одной единой точки зрения на процесс зарождения и создания участков для миграции газа в заколонном пространстве нет. Несмотря на большое число работ в этом направлении, задачу нельзя считать полностью решенной [2].

Важнейшим фактором, определяющим вероятность образования каналов и миграцию флюида по ним является качество цементирования, которое определяется множеством причин [3].

Многими авторами [4-7], одним из наиболее серьезных факторов приводящих к проникновению газа в скважину и его последующую миграцию в процессе ОЗЦ часто указывали снижение гидростатического давления столба цементного раствора на пласт, на этапе загустевания и твердения тампонажного раствора. При этом из-за структурообразования тампонажного раствора, давление на забое снижается до гидростатического давления столба воды, находящейся в порах загустевающего и твердеющего тампонажного раствора. График изменения гидростатического давления столба цементного раствора на пласт во время ОЗЦ показан кривой 1 на рис. 1. Период времени, от момента превышения пластового давления (линия 2) над гидростатическим

давлением столба цементного раствора до его превращения в камень является наиболее опасным. Именно в это время раствор начинает пропускать через себя газ.

Поэтому, необходимо, чтобы раствор был способен поддерживать необходимое гидростатическое давление во время всего жидкого состояния. При этом переход цементного раствора из жидкого в твердое состояние должен происходить в кратчайшие сроки.

Поэтому одним из мероприятий предупреждающих газопроявления в период ОЗЦ было создание противодействия на пласт в период ОЗЦ (кривая 3 на рис. 1). В этом случае суммарное давление на пласт будет определяться давлением, показанным на кривой 4, и пластовый флюид не будет поступать в скважину.

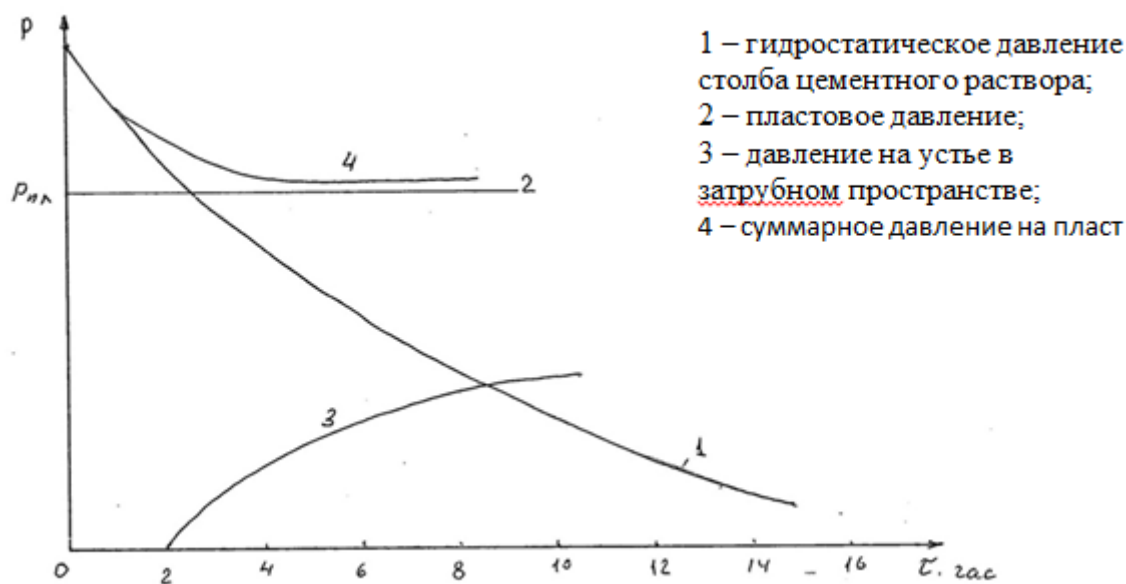


Рис. 1. График изменения гидростатического давления столба цементного раствора в период ОЗЦ

В работе [8] в качестве возможной движущей силы газа от продуктивного пласта к устью скважины указывалась контракция при твердении цемента.

Поскольку твердение цементного раствора идет снизу вверх, то и контракция, в результате которой внутрь цементного раствора

«всасывается» газ, постепенно перемещается от пласта к устью, способствуя транспорту газа, причем, движение последнего может усиливаться из-за «размыва» каналов.

В работе [9] также подтверждается, что снижение порового давления в цементном растворе является одной из основных причин миграции газа в скважину. Для снижения данного явления предлагается использовать растворы с низкими значениями водоотдачи и высокими тампонирующими свойствами. Следует отметить, что последний показатель имеет много неопределенностей и не имеет численных значений, поэтому оперировать им на практике достаточно сложно.

В последние годы, для предупреждения газопроявлений активно начали применять добавки-газоблокаторы, которые предназначены для поддержания газонепроницаемого уплотнения в течение всего периода схватывания цемента [10-13]. Жидкие, а также твердые газоблокаторы, в настоящее время, используются для предотвращения миграции газа во время цементирования нефтегазовых скважин. Для предупреждения миграции газа в пласт (блокирования газа) используют несколько механизмов, которые:

- катализируют быстрое схватывание;
- повышают контроль водоотдачи;
- снижают проницаемость и пористость цементного раствора;
- ускоряют раннее развитие прочности на сжатие;
- улучшают стабильность цементного раствора;
- улучшают крепление;
- снижают объемную усадку.

При этом рекомендуется, чтобы тампонажные растворы с добавками газоблокаторов обладали следующими параметрами:

- отсутствие водоотделения;
- низкие значения водоотдачи (по стандартам API < 50 ml/1000psi)
- необходимое время загустевания цементного раствора;

- отсутствие расслоения раствора и хорошая седиментационная устойчивость;
- хорошие реологические свойства для проведения нормального цементирования.

2. Методические аспекты работы, экспериментальная установка и выбор объектов исследования

Измерения реологических свойств тампонажных растворов проводились на вискозиметре Model 900 компании «OFITE». На нем выполнялись анализы, соответствующие стандартам API. Замеры проводились при стандартных скоростях (300, 200, 100, и т.д.). Определение реологических характеристик производилось по методике, рекомендованной Американским Нефтяным Институтом. При использовании программы цементных растворов автоматически определялись пластическая вязкость, динамического напряжения сдвига и статическое напряжение сдвига через 10 секунд и 10 минут [14].

Для определения водоотдачи при перепаде давления 0,1 МПа использован прибор ВМ-6, при больших перепадах давлений (0,7 – 7,0 МПа) использовался фильтр-пресс. Количество выделившейся воды для тампонажных растворов определялось за 30-минутный период.

Поскольку цементные растворы, в отличие от глинистых, обладают плохой водоудерживающей способностью, их водоотдача превышает водоотдачу глинистых растворов в десятки раз. При этом цементный раствор способен отфильтровывать свободную воду в течение 2-3 мин. Поэтому для определения водоотдачи цементных растворов использовался показатель условной водоотдачи, получаемый интерполяцией прямолинейного участка графика водоотдачи за 30-минутный интервал. Фильтрация определялась через 10, 20, 30 с и т.д., зависимость водоотдачи от времени строилась в двойных логарифмических координатах [15].

Условная водоотдача за 30 мин значительно превышает количество воды, содержащейся в испытуемой пробе цементного раствора. У обычных цементных растворов, приготовленных на основе стандартного тампонажного портландцемента, условная водоотдача находится обычно в пределах 300-500 см³ за 30 мин. В зависимости от величины измеренного или выделенного объема фильтрата водоотдача цементных растворов в США классифицируется как «высокая», «низкая» и «средняя». Водоотдачу цементного раствора считают «низкой», если объем фильтрата, выделившегося за 30 мин, не превышает 100 см³, и «средней», когда за 30 мин выделяется фильтрата больше 100 и меньше 500 см³.

Для измерения сроков загустевания тампонажных растворов был использован атмосферный консистометр Model 120-75 компании «OFITE» [16].

Для исследования механизма возникновения газопроявлений в период ОЗЦ была изготовлена экспериментальная установка, схема которой показана на рис. 2.

Она была сконструирована как модель скважины, состоящая из 3 метровой пластмассовой прозрачной трубы, манометров и соответствующих фитингов.

Экспериментальная установка позволяет:

- определить падение гидростатического давления столба цементного раствора в процессе твердения в затрубном пространстве скважины, при достаточно больших продольных размерах, что невозможно определить на традиционных установках;
- смоделировать газопроявления, создавая на забое перепад давления, составляющий любой процент от гидростатического давления столба цементного раствора. В проведенных экспериментах пластовое давление составляло 90% от гидростатического давления столба цементного раствора.

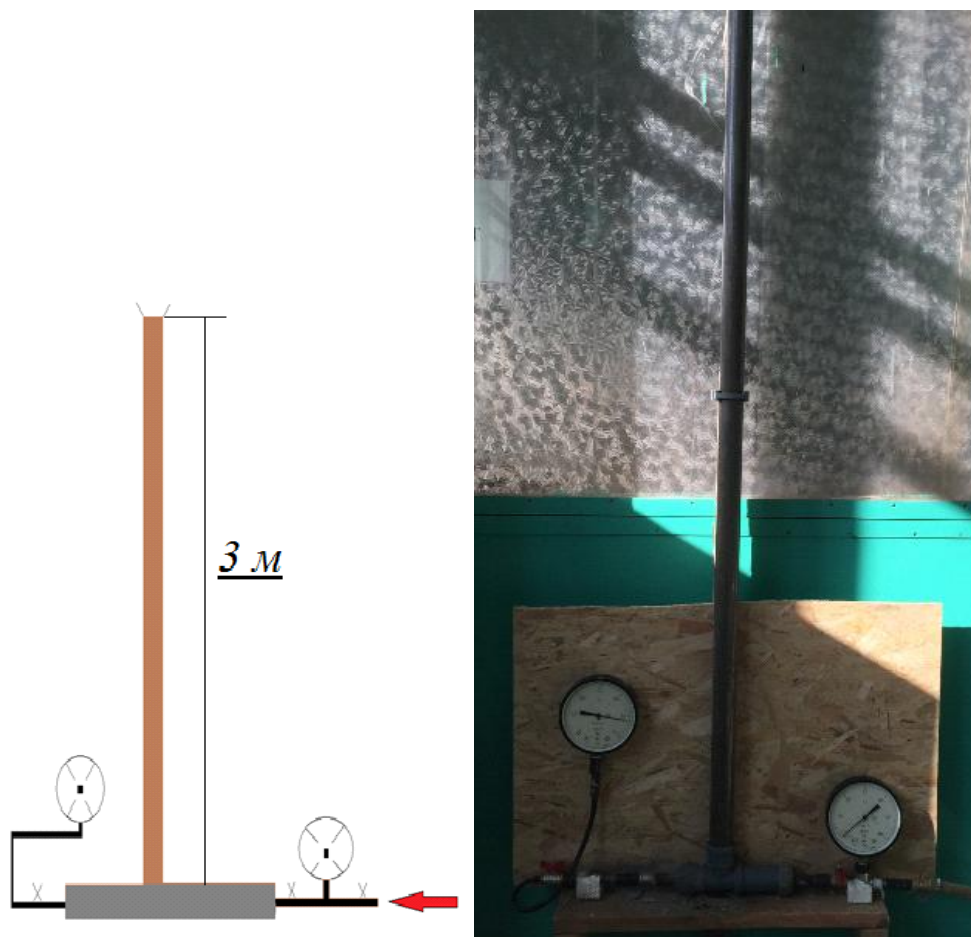


Рис. 2. Схема и фото экспериментальной установки для исследования механизма возникновения газопроявлений в период ОЗЦ

Объектами исследований явились следующие материалы.

В качестве вяжущего материала, был принят портландцемент ПЦТ1-50, соответствующий ГОСТ 1581-96, как наиболее традиционный и широко применяемый.

В качестве реагентов, управляющих свойствами цементного раствора, были использованы:

1. EXR – понизитель водоотдачи.
2. CA-FL6 – понизитель водоотдачи, производства MESSINA Chemicals Inc, используемый при концентрациях от 0,5 до 3%.
3. $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – негашеная известь. Ранее проведенными нами экспериментами было показано, что известь может ускорять процесс твердения цементного камня и, главное, может сократить время между

началом и концом схватывания. Мы предполагали, что именно этот фактор может существенно повлиять на сопротивляемость проникновения газа в раствор.

4. ВПК-402 – это полиэлектролит, предложенный кафедрой бурения УГНТУ как понизитель водоотдачи [17]. При концентрации 7% он снижает водоотдачу до 50мл/30мин, и в то же время не изменяет сроков загустевания и твердения. Из недостатков ВПК-402 можно отметить, что он вводится через жидкость затворения, тогда как другие реагенты могут использоваться в сухом виде.
5. CFL-117 - синтетический полимер понизитель водоотдачи, производства ClearWater, рекомендуемый в качестве добавки для контроля миграции газа. Реагент работает в цементных растворах, как на пресной воде, так и в соленасыщенных растворах.

3. Исследование свойств тампонажных растворов

На первом этапе была оценена водоотдача тампонажных растворов с испытываемыми добавками (табл. 1).

Таблица 1

Водоотдача тампонажных составов

Состав раствора	Водоотдача, мл/30мин
ПЦТ1-50 (В/Ц = 0,5)	>100
ПЦТ1-50 +0,3% CFL-117 (T=25°C; В/Ц=0,5)	55
ПЦТ1-50 +0,5% EXR (T=25°C; В/Ц=0,5)	55
ПЦТ1-50 +0,5% CA-FL6 (T=25°C; В/Ц=0,5)	50
ПЦТ1-50 +5% ВПК-402 (T=25°C; В/Ц=0,5)	70
ПЦТ1-50 +7% ВПК-402 (T=25°C; В/Ц=0,5)	50

Из табл. 1 видно, что большинство используемых добавок эффективно снижают водоотдачу цементных растворов, поэтому логично было ожидать от них повышенной сопротивляемости газопрорыву.

Поскольку миграция газа в скважину зависит от прочности структуры цементного раствора, можно предполагать, что одним из определяющих факторов является разница значений статического напряжения сдвига между замерами 10 секунд и 10 минут. Чем больше разница данных значений, тем быстрее должно происходить падение гидростатического давления, которое позволяет газу проникать в скважину.

Из табл. 2 видно, что соотношения этих значений не подчиняются каким либо закономерностям.

Таблица 2

Свойств тампонажных растворов

Состав	Плотность, кг/м ³	Пласт. вязкость, мПа*с	ДНС, Па	СНС 10сек, Па	СНС 10мин, Па	Растекаемость, см	Время загуст. до 30 Вс, ч-мин
Портландцемент	1850	25,5	51,5	5,4	6,4	21	1-50
Портландцемент +0,3% CFL-117	1840	22,5	88,5	10,8	7,7	24	1-55
Портландцемент +5% Са(ОН) ₂	1810	70,5	37,5	8,7	13	19	1-50
Портландцемент +0,5% EXR	1840	102	27	7,2	13,6	55	8-45
Портландцемент +0,5% СА-FL6	1840	115,5	32,5	9,2	18,8	50	8-13
Портландцемент +5% ВПК-402	1830	172,5	36,5	7,1	8,4	70	5-47
Портландцемент +7% ВПК-402	1830	169,5	38,5	7,5	8,8	50	3-25

У бездобавочного цемента они отличаются незначительно. В то же время, у некоторых растворов с добавкой понизителей водоотдачи резко возрастают (EXR, СА-FL6), а у реагента CFL-117, имеющего тоже

назначение, даже снижаются. Возможно, это связано с различным механизмом понижения водоотдачи.

4. Оценка изменения гидростатического давления в период ОЗЦ

На изготовленной экспериментальной установке для каждого тампонажного раствора было проведено по 2 эксперимента. Это связано с тем, что на первом эксперименте определяется падение гидростатического давления столба цементного раствора, а на втором уже непосредственно идет подача газа в цементный состав и моделирование газопроявления.

На рис. 3 представлен график падения гидростатического давления столба портландцемента ПЦТ1-50 при водоцементном отношении 0,5.

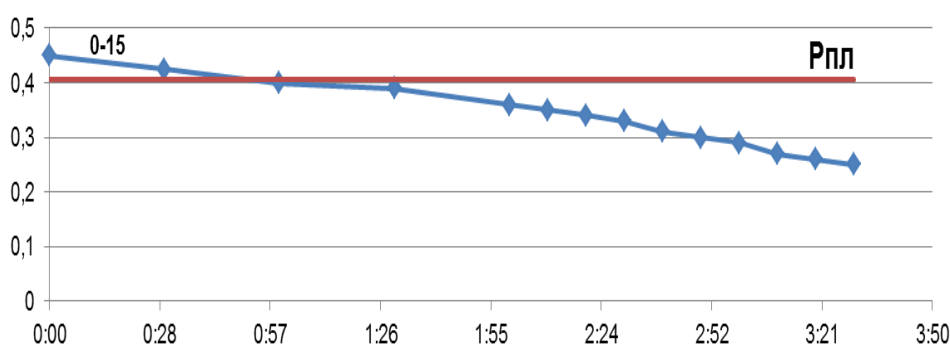


Рис. 3. Изменение гидростатического давления столба цементного раствора ПЦТ1-50, при В/Ц=0,5

Из графика (рис. 3) видно, что падение гидростатического давления раствора из ПЦТ1-50 до значений давления ниже пластового, названного нами «критическим», происходит уже за первые 30 минут. Можно предположить, что раствор не сможет противодействовать проникновению газа в «скважину».

На следующем графике (рис. 4) показана кинетика падения гидростатического давления столба тампонажного раствора с 5% извести, добавленной в цемент в сухом виде.

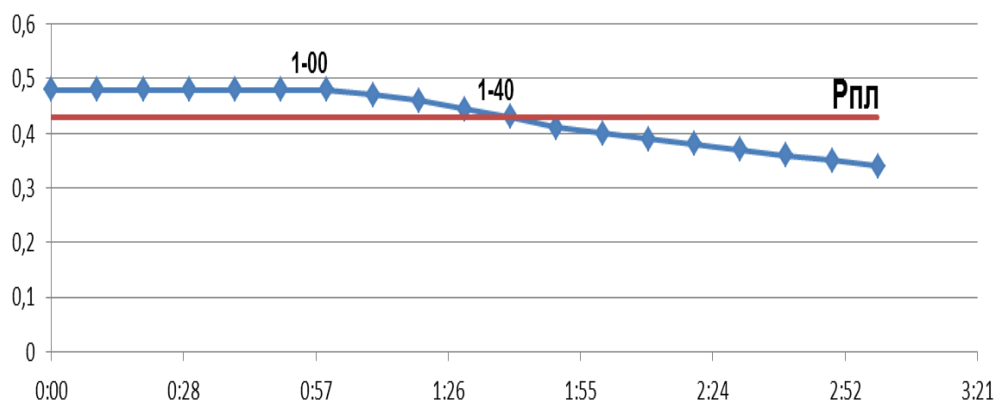


Рис. 4. Изменение гидростатического давления столба цементного раствора из ПЦ+Известь, при В/Ц 0,5

Падение гидростатического давления до критических давлений (ниже пластового) происходит через 1 час 10 минут. Однако малое время между началом и концом схватывания цементного раствора давало основание предположить, что тампонажный состав позволит предотвратить миграцию газа.

График падения гидростатического давления столба цементного раствора с добавкой 0,3 % газоблокатора CFL-117 при В/Ц=0,5 приведен на рис. 5. По данным эксперимента видно, что падение гидростатики столба цементного раствора ниже критического происходит только через 3 часа. Однако в первые 2 часа был отмечен небольшой рост давления. Причины данного явления пока не были изучены.

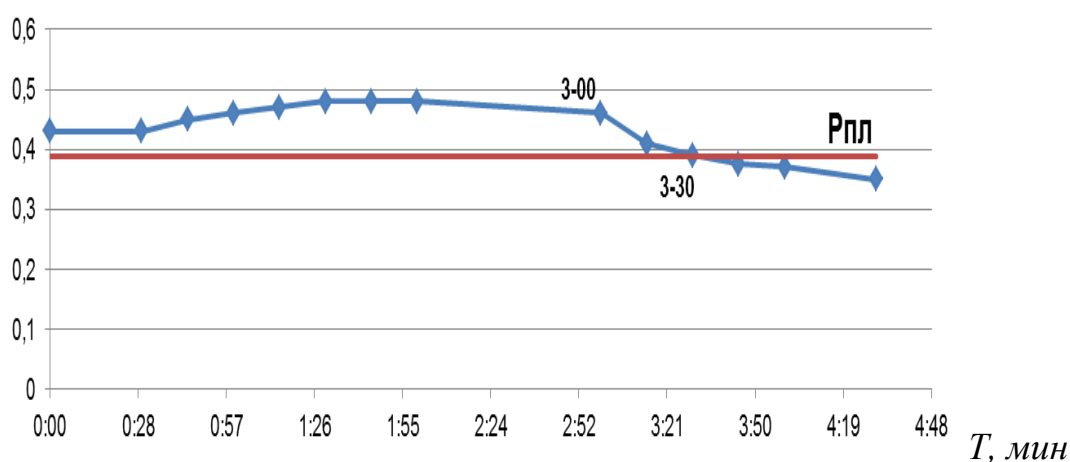


Рис. 5. Падение гидростатического давления столба цементного раствора с добавкой газоблокатора CFL-117

Изменение давления на пласт тампонажного раствора с понизителем водоотдачи EXR с концентрацией 0,5% и В/Ц 0,5 показаны на рис. 6, из которого видно, что при использовании данного реагента получено максимальное время (более 4 часов) сохранения необходимого гидростатического давления на пласт.

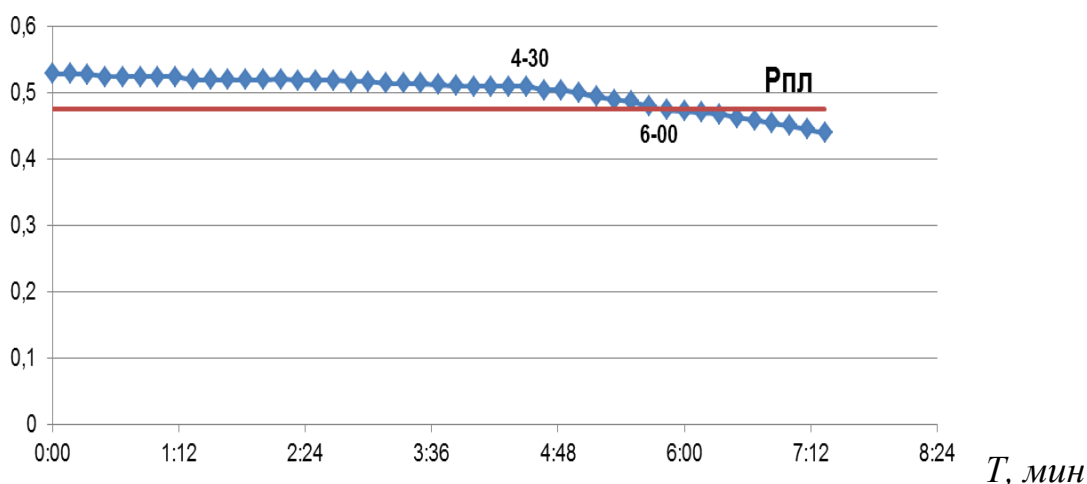


Рис. 6. Падение гидростатического давления столба цементного раствора с понизителем водоотдачи EXR

На следующем графике (рис. 7) показана кинетика падения гидростатического давления тампонажного раствора с понизителем водоотдачи ВПК-402 в концентрации 7%, при водоцементном отношении 0,5. Для сокращения времени загустевания в этот состав было добавлено 2% NaCl.

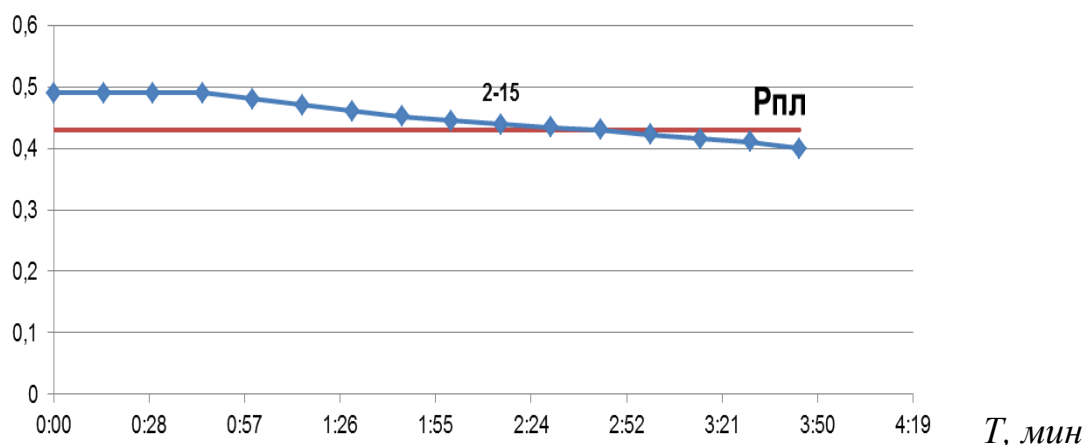


Рис. 7. Падение гидростатического давления столба цементного раствора с понизителем водоотдачи ВПК-402

При этом видно, что более 2 часов гидростатическое давление сохранялось выше критического.

5. Исследование газопрорыва в период ОЗЦ

Первым испытываемым тампонажным составом был портландцемент ПЦТ1-50, при водоцементном отношении 0,5. Как уже было отмечено, падение гидростатического давления столба цементного раствора ПЦТ1-50 происходит за первые 30 минут. Во время эксперимента наблюдалось образование пузырей на устье экспериментальной скважины уже в первые минуты, что говорит о полной неустойчивости этого тампонажного состава газу (рис. 8).



Рис. 8. Прорыв газа через тампонажный раствор из портландцемента

В следующем эксперименте проверялся тампонажный состав, полученный из портландцемента с известью. Через 48-50 минут, наблюдалось образование нескольких пузырей на поверхности, которые впоследствии прекратились. Во время эксперимента наблюдалось образование микротрещин, каверн и расслоение раствора на разных высотах столба раствора (рис. 9).

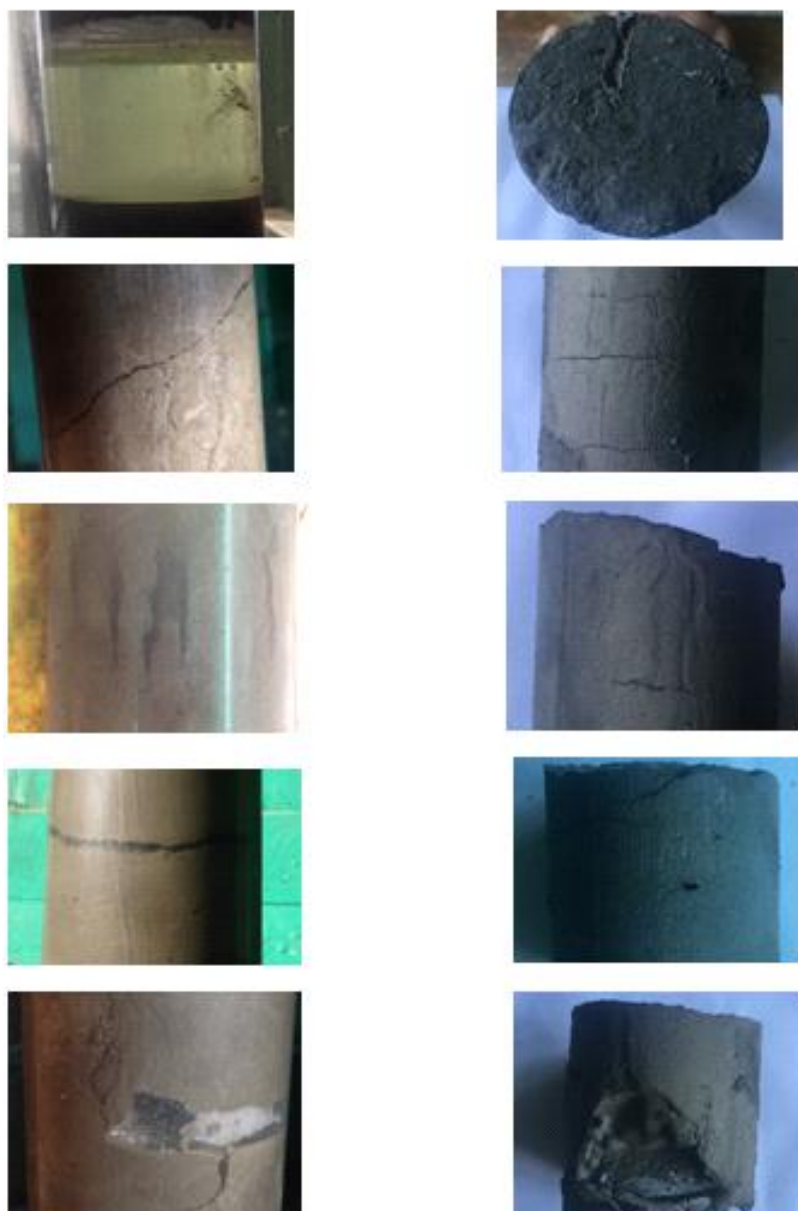


Рис. 9. Образцы раствора камня, полученные из портландцемента с известью

В эксперименте с раствором, обработанным газоблокатором CFL-117 в концентрациях 0,5%, выход газа на поверхность не наблюдался, однако

на некотором расстоянии от забоя (10 см) наблюдалось образование газового пузыря (рис. 10).



Рис. 10. Образование пустот и скапливание газа в тампонажном растворе с газоблокатором CFL-117

Следующим тампонажным составом, прошедшим апробацию на экспериментальной установке по определению миграции газа является состав с добавкой ВПК-402 в концентрациях 7% и NaCl 2%, при водоцементном отношении 0,5. Выход газа на поверхность также не наблюдался. Необходимо отметить, что образцы цементного камня из этого раствора имели очень плотную структуру (рис. 11).



Рис. 11. Образцы цементного камня с ВПК-402 7%

На рис. 12 представлены образцы цементного камня тампонажного состава с понизителем водоотдачи EXR 0,5% и NaCl 2%, при водоцементном отношении 0,5. Во время проведения эксперимента данного тампонажного состава газопрорыва не наблюдалось. Цементный камень содержит незначительную мелкую пористость, плотную структуру.

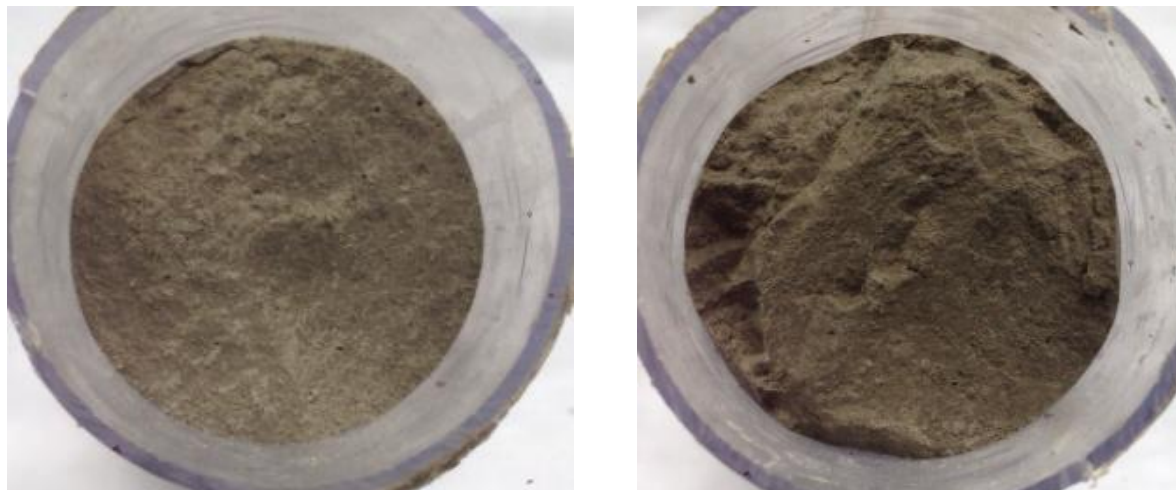


Рис. 12. Образцы цементного камня с EXR 0,5% и NaCl 2%

6. Анализ полученных результатов

Сравнение кривых загустевания тампонажных растворов и кривых падения гидростатического давления позволяет провести корреляцию между ними. Эксперименты показали, что изменение характера кривой загустевания, а именно начало ее роста, у растворов успешно противостоящих газопрорыву, совпадает со временем, когда гидростатическое давление цементного раствора становится ниже, чем пластовое давление. Сопоставление этих диаграмм для каждого из растворов приведено на рис. 13-17. Причем, речь идет не о прокачиваемости тампонажного раствора, а только о повышении его консистенции. В определенной степени данный показатель можно использовать для оценки эффективности реагентов – газоблокаторов.

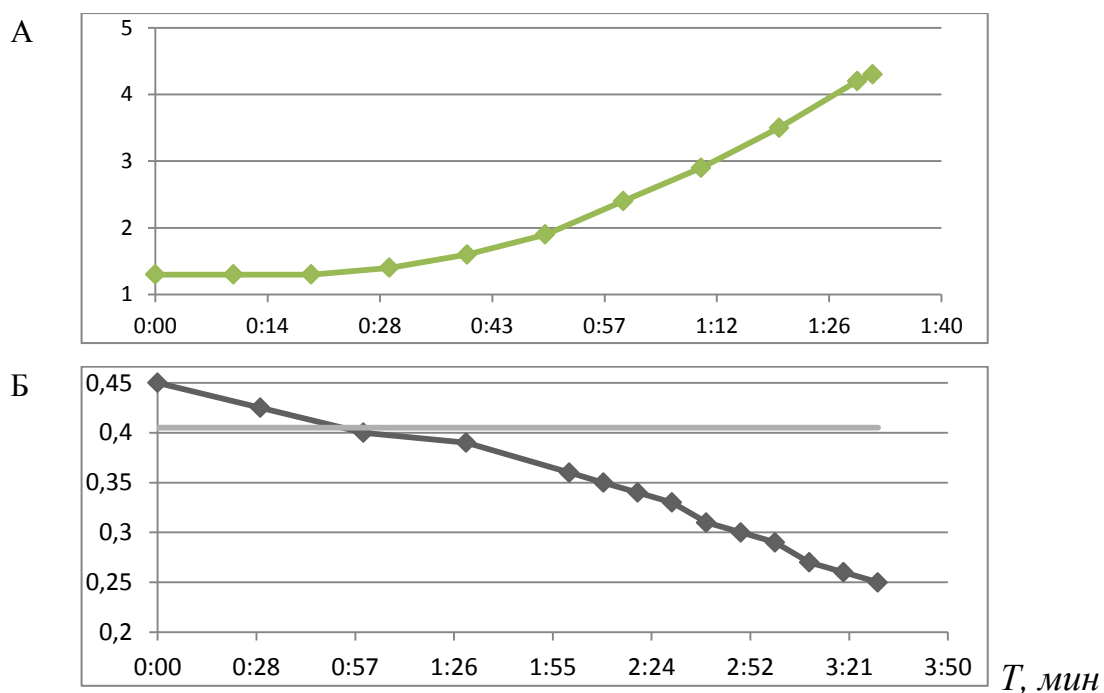


Рис. 13. Сравнение диаграмм изменения свойств тампонажного раствора ПЦТ1-50, В/Ц=0,5

А - Загустевание тампонажного раствора

Б - Изменение гидростатического давления столба тампонажного раствора

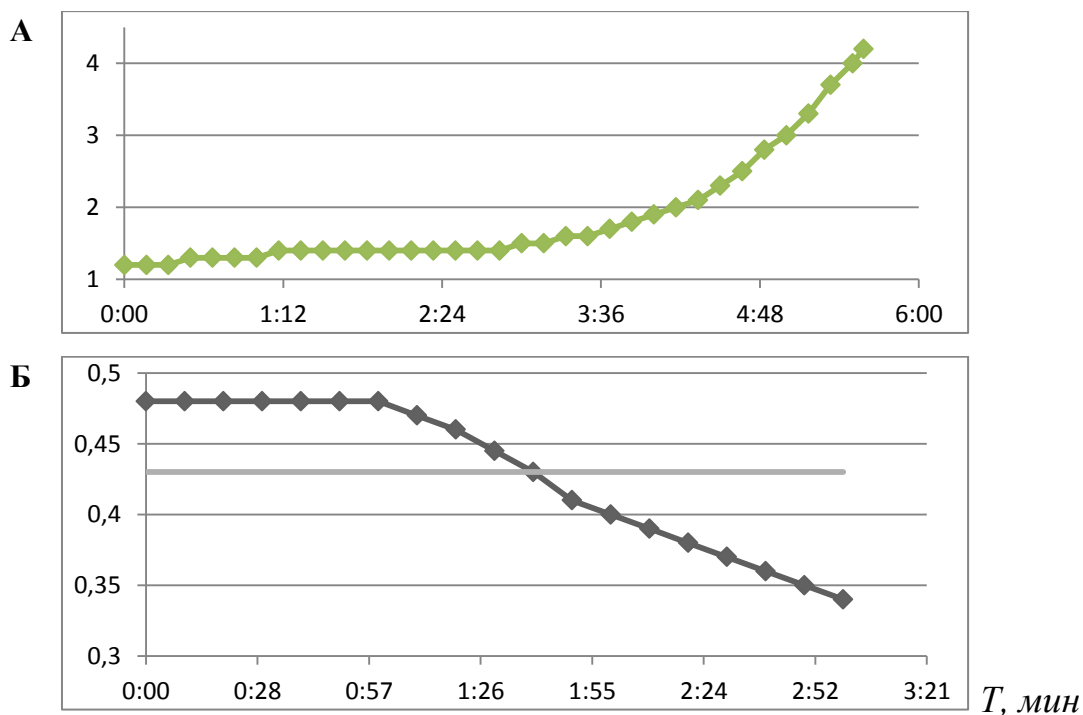


Рис. 14. Сравнение диаграмм изменения свойств тампонажного раствора ПЦТ1-50+5%Ca(OH)₂, В/Ц=0,5

А - Загустевание тампонажного раствора

Б - Изменение гидростатического давления столба тампонажного раствора

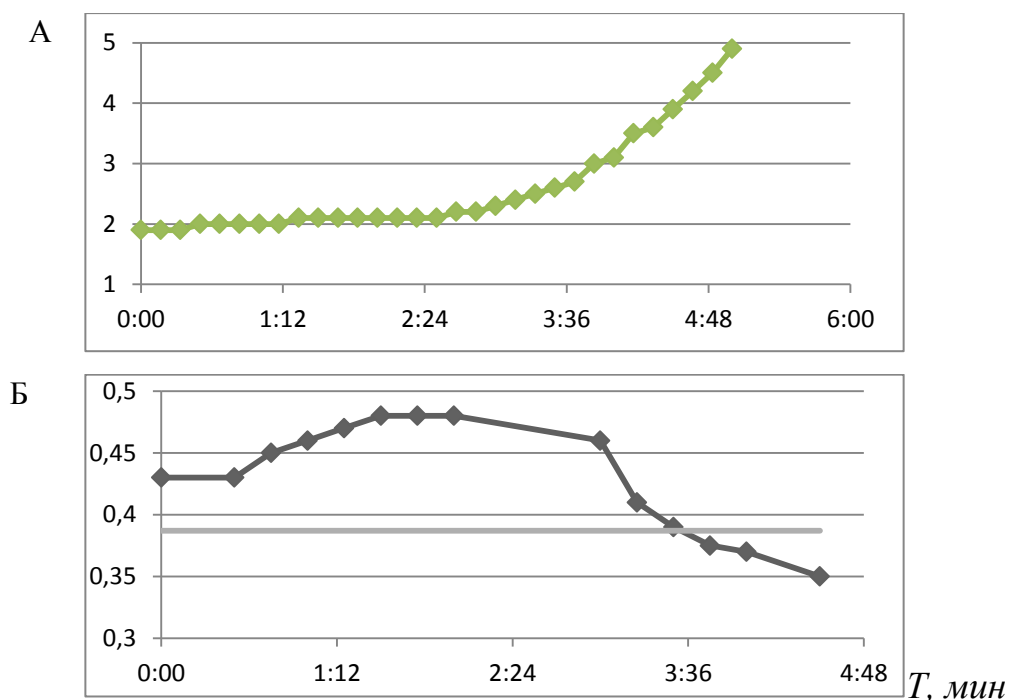


Рис. 15. Сравнение диаграмм изменения свойств тампонажного раствора ПЦТ1-50+0,3% CFL-117, $B/C=0,5$

А - Загустевание тампонажного раствора

Б - Изменение гидростатического давления столба тампонажного раствора

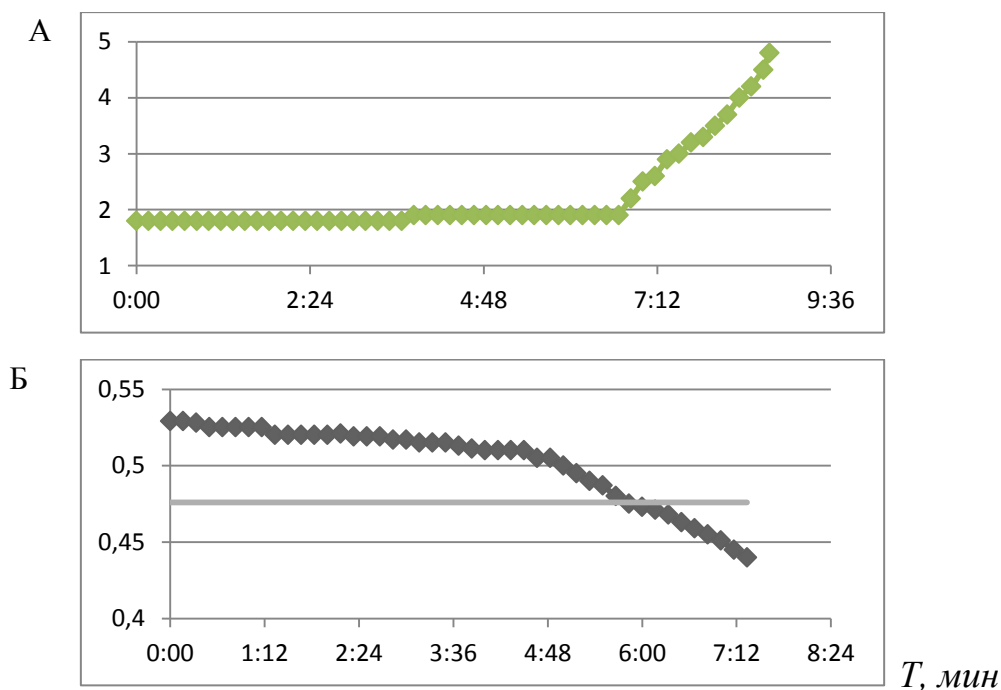


Рис. 16. Сравнение диаграмм изменения свойств тампонажного раствора ПЦТ1-50+0,5% EXR $B/C=0,5$

А - Загустевание тампонажного раствора

Б - Изменение гидростатического давления столба тампонажного раствора

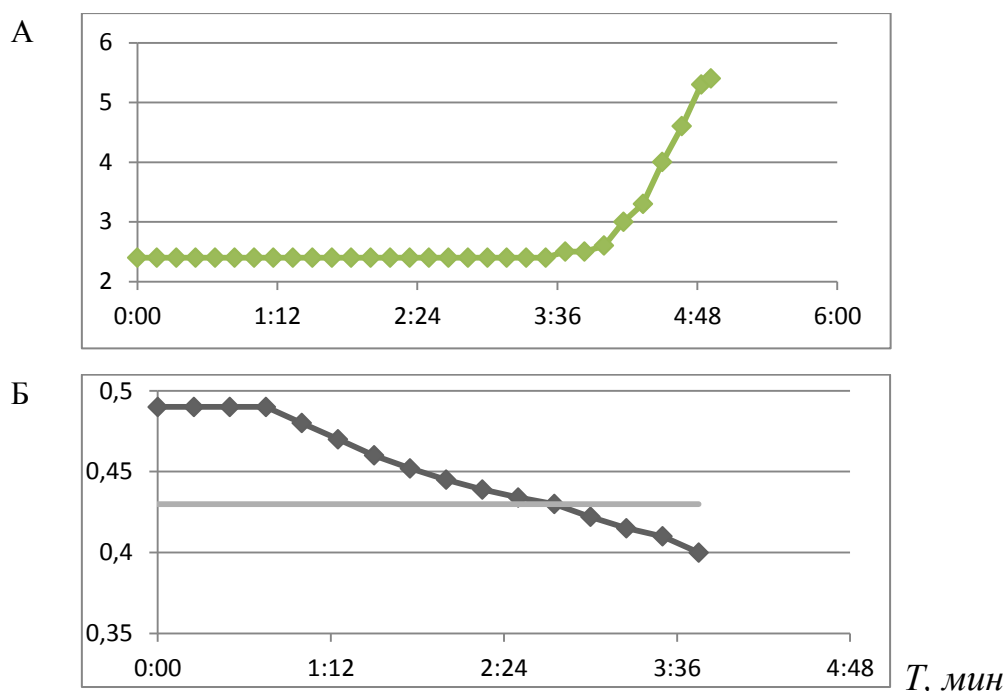


Рис. 17. Сравнение диаграмм изменения свойств тампонажного раствора ПЦТ1-50+7%ВПК-402 + 2%NaCl, $B/C=0,5$

А - Загустевание тампонажного раствора

Б - Изменение гидростатического давления столба тампонажного раствора

Выводы

1. Установлена взаимосвязь между кинетикой структурообразования, падением гидростатического давления столба на пласт и вероятностью возникновения газопрорыва, что дает возможность разработки эффективной методики оценки газоблокирующих добавок.
2. Из исследованных добавок наилучшую эффективность показал полиэлектролит ВПК-402, который предупреждает миграцию газа в затрубном пространстве, не ухудшает прочностных показателей цементного камня, не влияет на сроки схватывания.
3. Добавки EXR и CFL-117 являются удовлетворительными, в плане защиты заколонного пространства от миграции газа.

4. Не подтверждена взаимосвязь между изменением статического напряжения сдвига через 10 секунд и 10 минут на эффективность предупреждения газопрорыва.

Список литературы

1. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении скважин / А. Ф. Озеренко [и др.]. – М.: Недра, 1978. – 279с.
2. Агишев А.П. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений. – М.: Недра, 1966. - 204 с.
3. Анализ причин заколонных газопроявлений и пути повышения качества цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии / М.Р. Мавлютов, В.М. Кравцов, В.П. Овчинников, Ф.А.Агзамов и др. // Бурение: ОИ ВНИИОЭНГа. - М., 1984. - № 4. - 52 с.
4. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов [и др.]. – М.: Недра, 1969. – С. 63 - 144.
5. Булатов А.И. О природе межтрубных газо-, водо- и нефтепроявлений //Газовая промышленность. - № 12. – С. 24 – 27.
6. Мамаджанов У.Д., Халфин В.Е. Затрубные проявления газа // Нефтяное хозяйство. – 1963. - № 1. - С. 22-24.
7. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. – М.: Гостоптехиздат, 1963. - 212 с.
8. Крепление высокотемпературных скважин в коррозийно - активных средах / В.М. Кравцов [и др.]. - М.: Недра, 1987. - 190 с.
9. Исследование падения порового давления в цементных растворах/ В.Н. Федоров [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 5 <http://www.ogbus.ru>
10. Anthony R. Ingraffea. Fluid migration mechanisms due to faulty well design and/or construction: an overview and recent experiences in the Pennsylvania Marcellus Play. – 2012. – 10с.
11. Art Bonett, Demos Pafitis. Getting to the root of gas migration. – Oilfield Review, 1986. – 14с.
12. Ravi Rastogi, Suyan, K.M., Vinod Sharma, Dutta, S. Evaluation and identification of water sealant products as gas block additives for HPHT wells. Petrotech 2010. – 7с.

13. Schlumberger. Gas Migration Control Engineering Suite. Gas migration control and tailored solutions. 2007. – 4с.
14. OFI Testing Equipment, Inc. Вискозиметр Модель 900, Руководство по эксплуатации. 2011. – 50с.
15. Агзамов Ф.А. Химия тампонажных и буровых растворов / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. - С-ПБ, Недра, 2011. - 268 с.
16. OFI Testing Equipment, Inc. Atmospheric Consistometer, Instruction Manual. 2013. – 12с.
17. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: Учебное пособие / С.Ф. Комлева [и др.]. – Уфа: Монография, 2008. - 147с.

Сведения об авторах

Агзамов Фарит Акрамович, д.т.н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация

E-mail: faritag@yandex.ru

Комлева Светлана Фаритовна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский нефтяной государственный технический университет, г. Уфа, Российская Федерация

E-mail: faritag@yandex.ru

Authors

F.A. Agzamov, Dr.Sc., Prof., Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russia

E-mail: faritag@yandex.ru

S.F. Komleva, PhD, Assistant Professor of Well Drilling Chair at Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russia

E-mail: faritag@yandex.ru

Агзамов Фарит Акрамович

450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан

г.Уфа, ул. Космонавтов, 1

Тел. +7-917-343-1810

E-mail: faritag@yandex.ru