

## ОБЗОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

### ANALYSIS OF ADVANCED WATERPROOFING TECHNOLOGIES IN GAS WELLS

**В. А. Шайдуллин**

**Vadim A. Shaidullin**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

**Т. Э. Нигматуллин**

**Timur E. Nigmatullin**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

**Н. Р. Магзумов**

**Niyaz R. Magzumov**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

**В. Н. Абрашов**

**Vadim N. Abrashov**

АО «Сибнефтегаз»,  
г. Новый Уренгой,  
Российская Федерация

Sibneftegaz JSC,  
Novy Urengoi, Russian Federation

**М. А. Скоробогач**

**Mikhail A. Skorobogach**

АО «Сибнефтегаз»,  
г. Новый Уренгой,  
Российская Федерация

Sibneftegaz JSC,  
Novy Urengoi, Russian Federation

**С. В. Бондарев**

**Sergey V. Bondarev**

АО «Сибнефтегаз»,  
г. Новый Уренгой,  
Российская Федерация

Sibneftegaz JSC,  
Novy Urengoi, Russian Federation

**А. Н. Манторов**

**Aleksandr N. Mantorov**

АО «Сибнефтегаз»,  
г. Новый Уренгой,  
Российская Федерация

Sibneftegaz JSC,  
Novy Urengoi, Russian Federation

Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, сопровождается не только снижением пластового давления, но и обводнением призабойной зоны пласта конденсационными и пластовыми водами, что приводит к снижению газоотдачи и производительности скважин, сокращает сроки эксплуатации газопромыслового оборудования. На газодобывающих предприятиях для борьбы с обводнением применяются различные методы, включая вынос пластовой воды или ее изоляцию. Если первый подход только позволяет обеспечить работу скважин, то второй также снижает гидравлические потери в системе сбора, нагрузку на аппараты по подготовке газа, уменьшает вероятность гидратообразования. Поэтому с целью комплексного решения данных проблем произведен поиск технологий по изоляции обводненных интервалов пласта. Для оптимального выбора композиций проанализирован мировой опыт мероприятий по ограничению водопритока в газовых и газоконденсатных скважинах.

На основе геолого-технических условий сеноманских залежей рассматриваемого месторождения рекомендованы к применению при проведении ремонтно-изоляционных работ следующие составы: модификаторы фазовой проницаемости, вязкоупругие составы на основе органических полимеров, полимерные составы на углеводородной основе, неорганические и элементарноорганические гелеобразующие составы с докреплением или без докрепления, составы для крепления призабойной зоны пласта с дополнительным эффектом

#### Ключевые слова

ремонтно-изоляционные работы;  
газовые скважины;  
самозадавливание;  
модификаторы фазовой  
проницаемости; полимерный  
раствор; эмульсионные составы;  
крепление призабойной  
зоны пласта

ограничения водопритока, эмульсионные составы с докреплением. Представленные результаты по применению технологий ограничения водопритока имеют существенную практическую значимость для газодобывающих предприятий, так как использование полученных знаний позволит повысить газодобычу, а также снизить затраты на промысловую подготовку продукции. Также применение рекомендованных составов позволит сохранить в работе действующие обводненные скважины и тем самым поддерживать высокие темпы отбора газа.

The operation of gas and gas condensate fields, which are at the final stage of development, is accompanied not only by a decrease in formation pressure, but also by watering of the bottomhole formation zone with condensate and formation water, which leads to a decrease in gas yield and productivity of wells, shortens the operating life of gas-field equipment. At the same time, it is known that gas production companies use various methods to combat water encroachment, including removal of formation water or its insulation. If the first approach only allows to ensure the operation of wells, the second one also reduces hydraulic losses in the collection system, the load on gas treatment equipment, reduces the probability of hydrate formation. Therefore, for the purpose of complex solution of these problems we have searched for technologies to isolate watered intervals of formation. In this connection, for optimal selection of compositions the world experience of measures to limit water inflow in gas and gas condensate wells has been analyzed. And on the basis of geological and technical conditions of Cenomanian deposits in the field under consideration, the following compositions are recommended for use in remedial cementing and water shut-off, relative phase permeability, viscoelastic compositions on the basis of organic polymers, hydrocarbon-based polymer compositions, inorganic and organoelement gel formulations with or without ripening, sand control methods with additional effect of water inflow restriction, emulsion compositions with ripening. The presented results on application of water shut-off technologies have a significant practical significance for gas producing enterprises, as application of the obtained knowledge will allow to increase gas production and reduce costs for field preparation of products. The results of the work will also allow to keep the existing water wells in operation and thus maintain high gas withdrawal rates.

### Введение

Основной проблемой при разработке газовых и газоконденсатных месторождений (ГКМ) в условиях водонапорного режима является обводнение добывающих скважин. Поступление воды на забой приводит к потере энергии пласта, а накопление воды в скважине вызывает возникновение противодействия на пласт и самозадавливание скважины. Обводнение скважин также приводит к проблемам в системе сбора и подготовки газа: образованию гидратных пробок, увеличению объема выноса песка из пласта, коррозии и эрозии оборудования, негативному влиянию на экологию ввиду выпуска газа в атмосферу при продувках скважины с целью очистки ее от воды и закачки отсепарированной воды в поглощающие скважины. Все это, в конечном счете, отрицательно влияет на рентабельность эксплуатации месторождений. Проблема обводнения характерна для большинства газо-

вых и газоконденсатных месторождений ЯНАО: Берегового, Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего и многих других.

Для выноса воды с забоя газовых скважин проводятся геолого-технические мероприятия следующих видов:

- технологические продувки скважин;
- закачка пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) с целью облегчения жидкости;
- установка лифтовых колонн меньшего диаметра, обеспечивающих высокие скорости газа, достаточные для выноса жидкости на поверхность.

В различных источниках рассматриваются альтернативные методы выноса жидкости при эксплуатации скважин: применение центрального лифта и механизированной добычи (газлифт, плунжерный лифт). Однако данные методы направлены только на извлечение воды на поверхность и не учитывают

### Key words

remedial cementing and water shut-off; gas wells; self-kill of wells; relative phase permeability; polymer solution; emulsion compositions; sand control methods

проблемы в системе сбора при подготовке и осушке газа, а также разрушение призабойной зоны пласта (ПЗП).

Указанные проблемы можно решить выполнением ремонтно-изоляционных работ (РИР), т.е. закачкой в пласт различных составов, позволяющих изолировать обводненные интервалы, тем самым уменьшив добычу жидкости. При этом важно правильно диагностировать источники поступления воды в ствол скважины, которые могут быть обусловлены негерметичностью цементного камня или колонны, а также подтягиванием газодяного контакта (ГВК) к забою. После определения источника подбираются водоизолирующие составы, соответствующие условиям обводнения. Наибольший интерес вызывают составы для ограничения водопритока (ОВП), позволяющие изолировать каналы притока воды из продуктивного пласта.

Составы для ОВП в газовых скважинах можно разделить на три основные группы:

1. Модификаторы фазовой проницаемости (МФП);

2. Составы, образующие непроницаемые экраны:

- вязкоупругие составы на основе органических полимеров;
- полимерные составы на углеводородной основе;
- хрупкие неорганические и элементарорганические гелеобразующие составы;
- эмульсионные составы (применяются, как правило, с докреплением более прочными составами);

3. Составы для крепления ПЗП с дополнительным эффектом водоизоляции.

### **Применение МФП**

Данный тип составов представляет собой смесь полимеров, которые адсорбируются на поверхности породы, и, изменяя ее индекс смачиваемости [1], увеличивают сопротивление потоку воды при минимальном влиянии на движение газа. Основным их преимуществом является то, что данный тип составов не образует непроницаемый экран, препятствующий движению всех флюидов, а только увеличивает сопротивление потоку воды в ПЗП. Эта особенность позволяет производить закачку раствора МФП по всей вскрытой толщине пласта без значительного риска снижения продуктивности газонасыщенной части пласта.

Известен опыт применения технологии модификации WaterWeb на Комсомольском ГКМ, где в 6 скважинах было зафиксировано снижение притока воды на 50 % и более, причем 3 из них выведены из бездействия [2]. В литературе также встречается факт применения технологии типа RX-380 в 2014 году на Уренгойском, Комсомольском и Медвежьем месторождениях в 6 вертикальных и 1 горизонтальной скважине без информации о результатах их обработки [3].

В 2010-х годах было выполнено восемь работ по ОВП с использованием МФП на основе гидрофобно-модифицированного полимера в терригенных коллекторах Северной Америки, семь из них оказались успешны: регистрировалось снижение дебита воды — от 24–111 до 9–48 м<sup>3</sup>/сут; увеличение, иногда и некоторое снижение дебита газа — от 23–2613 до 27–1236 тыс. м<sup>3</sup>/сут [4, 5]. Применение же МФП в карбонатных коллекторах привело к увеличению притока воды в 2 раза в 2 скважинах. В Австралии обработка песчаного пласта с применением данного МФП в одной скважине снизила водогазовый фактор (ВГФ) на 40 % и увеличила дебит газа почти в 6 раз. Во второй скважине наблюдалось снижение дебита газа и повышение ВГФ, что авторами было связано с высокой неоднородностью пропластков коллектора — раствор МФП проник преимущественно в высокопроницаемые интервалы, насыщенные газом [6].

В работах [7, 8] описывается применение в качестве МФП микрогелей на основе полиакриламида для снижения притока жидкости в подземных хранилищах газа во Франции. Особенностью технологии в отличие от традиционных МФП является то, что размеры частиц микрогеля формируются в результате подачи сшивающего агента. Это позволяет регулировать проникновение раствора в интервалы с различной проницаемостью. Эффект от применения данного состава отмечается в скважинах, вскрывающих как терригенные, так и карбонатные коллекторы: в результате обработок на 4 скважинах сокращена добыча воды более чем в 3 раза, а также увеличен дебит газа (в 1,25–2 раза) за счет возможности создания большей депрессии на пласт.

### **Применение составов, образующих непроницаемые экраны**

*Применение вязкоупругих составов на основе органических полимеров*

Вязкоупругие составы представляют собой гелевую массу и, благодаря своей гидродина-

мической селективности, проникают в наиболее проницаемые интервалы, которые, как правило, являются наиболее обводненными.

В газовых скважинах при работах по ОВП такие составы применяются нечасто. Тем не менее, имеется опыт испытания технологии FracBlock при изоляции воды на 3 скважинах в штате Техас (США), позволившей закольматировать сеть мелких трещин, образовавшихся в результате гидроразрыва пласта (ГРП), из которых интенсивно поступала вода [9]. В результате скважины были выведены из бездействия с дебитами газа от 42,5 до 70 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

#### *Применение полимерных составов на углеводородной основе*

Обычно в своем составе такие композиции имеют активный реагент, который при контакте с пластовой водой образует резиноподобную массу, кратно увеличиваясь в объеме.

Известен опыт применения технологии ТРИПЗ-М в карбонатном пласте на одной скважине Астраханского ГКМ, в которой благодаря обработке снизился ВГФ с 105 до 21 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [10]. Помимо этого, есть опыт применения реагента, который представляет собой композиционную смесь мономеров, растворенных в кетонных растворителях, на Уренгойском ГКМ. Обработка данным составом с 1991 по 1999 гг. позволила 92 скважинам работать без водопроявлений более 9 лет [11].

#### *Применение хрупких неорганических и элементарноорганических гелеобразующих составов*

Данный тип составов широко применяется при РИР в нефтяных и газовых скважинах. Активно используются реагенты на основе силикатов, алюмосиликатов и кремнийорганических соединений (ВГФ).

Температура замерзания КОС достигает минус 50 °С, что особенно важно в условиях севера Западной Сибири. Растворы отличаются незначительной вязкостью и высокой фильтруемостью в пористые среды. Образующийся изоляционный материал имеет удовлетворительные прочностные характеристики, высокую адгезию к горным породам и металлу обсадных колонн, а также обладает гидрофобными свойствами.

Большой опыт применения имеют КОС группы АКОР и АКРОН. Обработки были проведены на Уренгойской группе месторождений (лицензионных участках ПАО «Газпром») с успешностью более 92 % [12].

Составы активно применялись на шести месторождениях ООО «Кубаньгазпром»: после проведения РИР дебиты по газу увеличились в 17–22 раз на 14 скважинах [13].

На Медвежье, Вынгапуровском и Комсомольском месторождениях проводились закачки составов на основе силиката натрия, сопровождающиеся докреплением цементным раствором. Работы позволили снизить добычу воды, а также увеличить дебиты газа [14, 15].

Испытание технологии Azimut-Z, которая подразумевает закачку в пласт композиции алюмосиликатов с гелеобразователями кислот природы, имело место в 5 скважинах Уренгойского и Ямбургского месторождений. Обработка позволила вывести из бездействия 3 скважины со средним дебитом 347 тыс. м<sup>3</sup>/сут и получить прирост добычи газа в 2 других в размере 728 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Результатом также стало не только практически полное отсутствие притока воды, но и повышение устьевой температуры, что снизило вероятность гидратообразования в фонтанной арматуре и шлейфах [16–18].

Известен также опыт применения комбинированных композиций хрупких неорганических гелеобразующих составов и вязкоупругих составов на основе органических полимеров. Так, например, в 2004 году на месторождении Туну в Южно-Китайском море применялся состав на основе полиакриламида и силиката натрия в условиях повышенных температур: 125–135 °С. Эксплуатация месторождения осложнялась не только большой глубиной залегания (4,5–5,0 км) и низкой проницаемостью (около 22 мД) продуктивного пласта, но и высоким содержанием глин в породе (15–40 %). Так, в процессе разработки и обводнения продуктивных интервалов возникал риск набухания глинистых частиц, что, в свою очередь, могло привести к сокращению извлекаемых запасов (по прогнозам снижение могло составить 8 %). Поэтому для предотвращения падения дебита газа был разработан состав, позволяющий эффективно проводить работы ОВП в данных геолого-технических условиях. В ходе лабораторных тестов на керновых образцах подбирались оптимальная концентрация реагентов для получения контролируемых сроков образования геля без выделения водной фазы. По итогам проведенных промысловых испытаний разработанного состава в 3 скважинах дебит воды снизился в среднем на 65 %, а газа – на 37 % [19].

*Применение эмульсионных составов*

Дисперсный характер эмульсионных составов позволяет им избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые и обводненные интервалы.

Данным типом составов были обработаны несколько скважин Западно-Таркосалинского, Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений. Технология подразумевала закачку большого объема (порядка 100 м<sup>3</sup>) эмульсионного состава СПАВ и газоконденсата, в спецотверстия эксплуатационной колонны напротив ГВК, затем следовало докрепление микроцементным раствором [20]. В итоге 7 из 10 скважин были запущены в шлейф без притока пластовой воды. При этом в результате докрепления была уменьшена продуктивная толщина, что привело к снижению дебита газа [21].

*Применение осадкообразующих и отверждающихся составов*

Примерами реагентов в основе таких типов составов можно назвать лигносульфонаты, алюмохлориды, гидролизованный полиакрилонитрил и фенолспирты с различными добавками, контролирующими время образования осадка или отверждения. Композиции на основе приведенных химических веществ использовались на Уренгойском и Астраханском ГКМ, однако из-за малой эффективности не нашли широкого применения. Основные недостатки данных технологий: отсутствие селективности изоляции, замерзание при низких температурах окружающей среды, многокомпонентность при необходимости больших объемов закачки составов [22].

**Применение составов для крепления ПЗП с дополнительным эффектом водоизоляции**

Закачка укрепляющих составов с «эффектом ОВП» приводит к образованию внутрипластового полимерно-песчаного фильтра, который укрепляет и гидрофобизирует ПЗП и препятствует выносу песка и воды в скважину. Композиции такого типа имеют хорошую эффективность снижения песко- и водопроявлений, однако они являются дорогостоящими в случае необходимости проведения большеобъемной закачки для качественного охвата ПЗП.

**Таблица 1.** Геолого-физические параметры эксплуатационных объектов Берегового месторождения

Объект	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>19</sub>
Проницаемость, мД	29,2–1740,0	1,5–311,0
Пористость, д. ед.	0,31	0,23–0,27
Начальное пластовое давление, МПа	12,34	18,00
Начальная пластовая температура, °С	30,1	54,0

Известен пример испытания кремнийорганического состава по технологии Полискреп на 2 скважинах Юбилейного месторождения, где удалось снизить в 3–7 раз удельный вынос жидкости и увеличить на 9 % добычу газа. Аналогичная обработка проводилась на скважине Ямсовейского месторождения. В результате вынос воды снизился в 3 раза, а дебит газа вырос на 90 тыс. м<sup>3</sup>/сут [21].

Отмечен интересный опыт обработки системой на основе уретанового предполимера в одной субгоризонтальной скважине Уренгойского месторождения. Данная скважина до водоизоляционных работ характеризовалась частыми остановками в результате обильного накопления жидкости на забое и, соответственно, многократным проведением продувок в течение эксплуатации. Технология позволила не только вывести скважину из бездействия, но и снизить приток воды с 4,5–6,0 до 2,5–3,6 м<sup>3</sup>/ч [23]. При этом увеличился дебит газа с 80 до 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а также устьевое давление с 4,2 до 5,8 МПа.

В качестве примера рассмотрим возможность применения данных типов составов для ОВП на одном из крупных отечественных ГКМ — Береговом.

**Береговое месторождение: геолого-технические условия эксплуатации и перспективные технологии ОВП**

Береговое месторождение расположено в Пуровском районе ЯНАО Тюменской области. Газоносными являются отложения апт-альбсеноманского комплекса, берриас-валанжина и ачимовские пласты. Эксплуатационные объекты месторождения характеризуются высоким содержанием метана в составе природного газа — от 97 % до 99 %. В настоящее время в промышленной разработке находятся сеноманские залежи. В основном это пласты массивного типа, коллекторы которых сложены песчаниками и алевролитами. Геолого-физические параметры объектов указаны в таблице 1. Эксплуатационный фонд представлен преимущественно наклонно-направленными и горизонтальными скважинами. Для последних характерно наличие незацементированного хвостовика (фильтра) протяженностью до 800 м.

В ходе разработки месторождения наблюдается продвижение ГВК к стволу скважин. В связи с этим для прогнозирования режимов работы скважин определяются критические скорости газа, необходимые для выноса жидкости с забоя [24]. Если фактическая скорость газа ниже критической, в скважине накапливается жидкость, создающая противодействие на пласт.

В газопромысловой практике наиболее распространен расчет минимальной скорости по методикам Точигина и Тернера [25] по следующим формулам соответственно:

$$\omega_{кр} = 3,3 \left( \frac{g\sigma\rho_w^2}{\rho_f^2(\rho_w - \rho_f)} \right)^{0,25};$$

$$\omega_{кр} = 1,6215 \frac{(67 - 4,496155 \cdot 10^{-7} P_{заб})^{0,25}}{(4,496155 \cdot 10^{-7} P_{заб})^{0,5}},$$

где  $\rho_w$  и  $\rho_f$  — плотности воды и газа на забое скважины соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $\sigma$  — поверхностное натяжение воды, Н·м;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>  $\frac{M}{c^2}$ ;  $P_{заб}$  — забойное давление, Па.

На текущий момент времени скорости газа на забое добывающих скважин Берегового месторождения лежат в пределах от 0,9 до 5,0 м/с, а значения критических скоростей, определенные по методикам Точигина и Тернера, находятся в пределах от 1,4 до 2,7 м/с.

Для снижения риска самозадавливания скважин предусмотрены геолого-технические мероприятия: замена лифтовых труб на насосно-компрессорных трубах (НКТ) меньшего диаметра, установка концентрических колонн, дозаторов для периодической подачи ПАВ, а также проведение РИР (включая крепление ПЗП).

С целью мониторинга за техническим состоянием скважин на месторождении проводятся промысловые геофизические исследования. Так, по результатам проведенных исследований обнаружено, что в 2 горизонтальных скважинах приток воды наблюдается в пяточной части ствола, а в третью скважину жидкость поступает в ее носочную область. В указанных скважинах авторами рекомендуется проводить работы по ОВП следующим образом.

1. Закачку производить общим фильтром, либо с временной изоляцией газонасыщенной части с использованием технологии «жидкого пакера». В данном случае необходимо отметить, что положительного опыта применения «жидкого пакера» в России, по всей видимости, нет, и в связи с этим возникает необходи-

мость поиска подходящих блокирующих составов. По мнению авторов, в качестве «жидкого пакера» наиболее перспективно применение составов типа гелей ГРП, так как они доступны, обладают высокими структурно-механическими свойствами и способностью к разрушению под действием деструктора с течением времени.

2. При обводнении в «носочной» части также рассматривается использование пакер-пробки с дополнительной закачкой изолирующих составов в подпакерную зону ствола скважины.

Так как перспективность применения изоляционных составов на Береговом месторождении обосновывается геолого-техническими условиями эксплуатации, реагенты должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) возможность создания протяженных экранов для изоляции перетоков по пласту;
- 2) технологически приемлемые сроки потери текучести (от 3 до 12 ч) при пластовой температуре от 30 °С до 54 °С;
- 3) возможность применения с колтюбингом: низкая вязкость, отсутствие тиксотропных свойств;
- 4) возможность применения в суровых зимних условиях (до минус 40 °С);
- 5) доступность технологии: информация о производителе состава и/или сервисной компании — исполнителе работ;
- 6) положительный опыт применения в газовых и газоконденсатных скважинах.

На основании произведенного обзора технологий и анализа геолого-технических условий Берегового месторождения авторами составлен рейтинг типов составов (таблица 2) по принципу: 1 — полное соответствие требованию, сложностей нет; 2 — присутствуют небольшие сложности, процесс внедрения затруднен; 3 — присутствуют значимые сложности, процесс значительно затруднен, имеются большие риски; 4 — не соответствует требованию, процесс невозможен.

#### Выводы

По итогам составления рейтинга для отключения отдельных интервалов пласта рекомендуется использовать следующие типы составов:

- МФП;
- вязкоупругие составы на основе органических полимеров;
- полимерные составы на углеводородной основе;

Таблица 2. Рейтинг типов составов для ОВП

Тип состава		Возможность создания протраженных экранов	Технологически приемлемые сроки отверждения	Возможность прокачки через ГНКТ	Возможность применения в суровых зимних условиях	Доступность технологии	Положительный опыт применения в Г и ГК скважинах	ИТОГО	Рекомендация к применению
МФП		1	1	1	2	1	1	7	да
Образующие непроницаемый экран	Вязкоупругие составы на основе органических полимеров	1	1	1	2	1	1	7	да
	Полимерные составы на углеводородной основе	2	1	1	1	1	1	7	да
	Неорганические и элементарорганические гелеобразующие составы с докреплением или без докрепления	1	1	1	2	1	1	7	да
	Эмульсионные составы с докреплением	1	1	1	3	1	1	8	да
	Осадкообразующие составы	3	1	1	2	4	2	13	нет
	Отверждающиеся составы (кроме цемента)	3	1	2	2	4	4	16	нет
Составы для крепления ПЗП с дополнительным эффектом ОВП		1	1	1	2	1	1	7	да

— неорганические и элементарорганические гелеобразующие составы с докреплением или без докрепления;

— составы для крепления ПЗП с дополнительным эффектом ОВП;

— эмульсионные составы с докреплением.

Стоит отметить, что выбор конкретного состава каждого типа должен сопровождаться лабораторными исследованиями, в том числе проведением фильтрационных исследований

по определению коэффициента восстановления проницаемости модели ПЗП после воздействия изоляционными составами, определяющими влияние реагентов на газо- и водонасыщенные интервалы [26].

Результаты обзора и приведенные рекомендации могут быть использованы для выбора потенциально эффективных технологий ОВП в скважинах газовых и газоконденсатных месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гайсин М.Р., Фоломеев А.Е., Макатров А.К., Телин А.Г., Афанасьев И.С., Федоров А.И., Емченко О.В., Зайнулин А.В. Определение смачиваемости кернa месторождений Вала Гамбурцева различными методами // Территория «Нефтегаз». 2011. № 4. С. 46–53.
2. Дмитрук В.В. Ограничение водопитока на сеноманских газовых залежах: испытание новой технологии // Oil and Gas Journal Russia. 2010. № 6. С. 34–38.
3. Карасев С. Технологии и материалы, применяемые ООО «Газпром подземремонт Уренгой» // Вестник подземремонта. 2014. № 3. 8 с.

4. Nguyen P.D., Ingram S.R., Gutierrez M. Maximizing Well Productivity through Water and Sand Management — A Combined Treatment // Materials of SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma City, USA. 2007. Paper SPE 106592.
5. Dalrymple D., Gutierrez M., Vasquez J., Eoff L. Results of Advanced Technology Utilization in Selective Water Reduction, Halliburton Energy Services Publication // Proceedings of the Fifty-Fourth Annual Southwestern Petroleum Short Course. Houston, Texas, USA. 2007. P. 325–331.
6. McGowen M.A.H., Barrett E., Dedigama T., Squire A., Vasquez J. Reducing Water Rates to Increase Hydrocarbon Rates in Australia // Materials of SPE

European Formation Damage Conference. Scheveningen, The Netherlands. 2009. Paper SPE 122111.

7. Tabary R., Rousseau D., Pichery T., Nouyoux S. Using Microgels To Shut Off Water in a Gas Storage Well // Oilfield Chemistry: Materials of SPE International Symposium. Houston, Texas, USA. 2007. Paper SPE 106042.

8. Pichery T. A Successful Polymer Treatment For Water Coning Abatement in Gas Storage Reservoir // Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, USA. 2001. Paper SPE 71525.

9. Water to Gas Production in the Barnett Shale Using FracBlock Gel Systems. Baker Hughes, a GE Company, LLC. 2017. 3 p.

10. Журавлев Г.И. Капитальный ремонт скважин на Астраханском ГКМ при глушении, наличии поглощений и изоляции водопроявлений с использованием реагента «ТРИПЗ-М» // Матер. 69 Международ. студенческой науч.-технич. конф. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2019. С. 41–42.

11. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. 219 с.

12. Ермоленко И.Ю., Садыхов У.К. Анализ методов ограничения водопритока на месторождения Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12. № 3 (64). С. 49–50.

13. Строганов В.М. «ТВИКОР» – эффективная технология водоизоляционных работ с применением кремнийорганических материалов группы АКОР-БН // Газовая промышленность. 2015. № 7. С. 33–38.

14. Миронова Е.В., Сыздыков Б.С., Захарчук И.В., Жирнов В.В., Медведев Д.В. Результаты мероприятий по ограничению водопритоков на скважинах, эксплуатирующих газовые залежи // Научный форум. Сибирь. 2016. Т. 2. № 4. С. 42–43.

15. Гасумов Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в газовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 5. С. 37–40.

16. Габдрахманов Т.М. Применение реагентов ООО НПФ «Интехсервис» в технологиях для ограничения водопритока в скважины // Инженерная практика. 2015. № 8. С. 46–47.

17. Дубинский Г.С. Исследование и разработка технологии ремонтно-изоляционных работ с применением гелеобразующих композиций на основе группы реагентов «Азимут-Z»: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: ИПТЭ, 2016. 185 с.

18. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Федоров К. Комплексный подбор реагентов и технологий для ограничения водопритока в газовые скважины // Матер. Российской нефтегазовой технич. конф. SPE. Москва, Россия. 2017. SPE 187867.

19. Cheneviere P., Falxa P., Alfenore J., Poiraut D., Enkababian P., Chan K.S. Chemical Water Shut-Off Interventions in the Tunu Gas Field: Optimization of the Treatment Fluids, Well Interventions, and Operational Challenges // Materials of SPE European Formation Damage Conference. Scheveningen, The Netherlands. 2005. Paper SPE 95010.

20. Шайдуллин В.А., Левченко Е.А., Валиева О.И., Ахмеров И.А. Подбор тампонажных составов для

проведения ремонтно-изоляционных работ в низкопроницаемых интервалах // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 94–98. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-94-98.

21. Результаты работы ООО «Сервисный центр СБМ» на объектах ООО «Газпром добыча Надым» в 2017 г. Технологии и материалы ООО «Сервисный центр СБМ», применяемые при ТКРС, испытании и освоении скважин (презентация) // ООО «Сервисный центр «СБМ». 46 с.

22. Ланчаков Г.А., Ивакин Р.А., Григулецкий В.Г. О материалах для ремонтно-изоляционных работ газовых и нефтяных скважин // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2011. № 2. С. 52–68.

23. Каушанский Д.А. Ограничение водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения // Время колтюбинга. Время ГПП. 2013. № 3. С. 44–47.

24. Байков В.А., Муртазин Р.Р., Штинов В.А., Киселева Т.А., Мухаметова А.Ф., Суртаев В.Н. Особенности моделирование производительности скважин низкопроницаемых газовых залежей // Территория «Нефтегаз». 2018. № 5. С. 48–54.

25. Ли Д., Никенс Г.В., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. М.: Премиум Инжиниринг, 2008. 384 с.

26. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R., Yanson S.O., Akhmerov I.A. Features of Killing Wells Operating Fractured Formations with Abnormally Low Formation Pressures and High Gas Factor // Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference. Virtual. 2020. SPE-202071-MS. DOI: 10.2118/202071-MS.

## REFERENCES

1. Gaisin M.R., Folomeev A.E., Makatrov A.K., Telin A.G., Afanas'ev I.S., Fedorov A.I., Emchenko O.V., Zainulin A.V. Opredelenie smachivaemosti kerna mestorozhdenii Vala Gamburtseva razlichnymi metodami [The Measurement of Val Gamburtzeva Oil Field Core's Wettability by Different Methods]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2011, No. 4, pp. 46–53. [in Russian].

2. Dmitruk V.V. Ogranichenie vodopritoka na senomanskikh gazovykh zalezakh: ispytanie novoi tekhnologii [Limiting Water Production in Cenomanian Gas Deposits: Testing a New Technology]. *Oil and Gas Journal Russia*, 2010, No. 6, pp. 34–38. [in Russian].

3. Karasev S. Tekhnologii i materialy, primenyaemye ООО «Gazprom podzemremont Urengoi» [Technologies and Materials Used by Gazprom Podzemremont Urengoy LLC]. *Vestnik podzemremonta — Underground Herald*, 2014, No. 3, 8 p. [in Russian].

4. Nguyen P.D., Ingram S.R., Gutierrez M. Maximizing Well Productivity through Water and Sand Management — A Combined Treatment. *Materials of SPE Production and Operations Symposium*. Oklahoma City, USA, 2007, Paper SPE 106592.

5. Dalrymple D., Gutierrez M., Vasquez J., Eoff L. Results of Advanced Technology Utilization in Selective Water Reduction, Halliburton Energy Services Publication. *Proceedings of the Fifty-Fourth Annual Southwestern Petroleum Short Course*. Houston, Texas, USA, 2007, pp. 325–331.

6. McGowen M.A.H., Barrett E., Dedigama T., Squire A., Vasquez J. Reducing Water Rates to Increase Hydrocarbon Rates in Australia. *Materials of SPE European Formation Damage Conference*. Scheveningen, The Netherlands, 2009, Paper SPE 122111.
7. Tabary R., Rousseau D., Pichery T., Nouyoux S. Using Microgels To Shut Off Water in a Gas Storage Well. *Materials of SPE International Symposium «Oilfield Chemistry»*. Houston, Texas, USA, 2007, Paper SPE 106042.
8. Pichery T. A Successful Polymer Treatment for Water Coning Abatement in Gas Storage Reservoir. *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, USA, 2001, Paper SPE 71525.
9. *Water to Gas Production in the Barnett Shale Using FracBlock Gel Systems*. Baker Hughes, a GE Company, LLC. 2017. 3 p.
10. Zhuravlev G.I. Kapital'nyi remont skvazhin na Astrakhanskom GKM pri glushenii, nalichii pogloshchenii i izolyatsii vodoproyavlenii s ispol'zovaniem reagenta «TRIPZ-M» [Overhaul of Wells at the Astrakhan Gas Condensate Field During Killing, the Presence of Losses and Isolation of Water Showings Using the TRIPZ-M Reagent]. *Materialy 69 Mezhdunarodnoi studencheskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii* [Materials of the 69th International Student Scientific and Technical Conference]. Astrakhan, AGTU Publ., 2019, pp. 41–42. [in Russian].
11. Akhmetov A.A. Kapital'nyi remont skvazhin na Urengoi'skom mestorozhdenii. Problemy i resheniya [Workover of Wells at the Urengoi'skoye Field. Problems and Solutions]. Ufa, UGNTU Publ., 2000. 219 p. [in Russian].
12. Ermolenko I.Yu., Sadykhov U.K. Analiz metodov ogranicheniya vodopritokov na mestorozhdeniya Zapadnoi Sibiri [Analysis of Methods for Limiting Water Inflows to Fields in Western Siberia]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri — Academic Journal of West Siberia*, 2016, Vol. 12, No. 3 (64), pp. 49–50. [in Russian].
13. Stroganov V.M. «TVIKOR» — effektivnaya tekhnologiya vodoizolyatsionnykh rabot s primeneniem kremniorganicheskikh materialov gruppy AKOR-BN [«TVIKOR» – an Effective Technology for Waterproofing Works Using Organosilicon Materials of the AKOR-BN Group]. *Gazovaya promyshlennost' — GAS Industry of Russia*, 2015, No. 7, pp. 33–38. [in Russian].
14. Mironova E.V., Syzdykov B.S., Zakharchuk I.V., Zhirnov V.V., Medvedev D.V. Rezul'taty meropriyatii po ogranicheniyu vodopritokov na skvazhinakh, ekspluatiruyushchikh gazovye zalezhi [Results of Measures to Limit Water Inflows at Wells Operating Gas Deposits]. *Nauchnyi forum. Sibir' — Scientific Forum. Siberia*, 2016, Vol. 2, No. 4, pp. 42–43. [in Russian].
15. Gasumov R.R. Remontno-izolyatsionnye raboty v gazovykh skvazhinakh [Repair and Insulating Operations in Gas Wells]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2014, No. 5, pp. 37–40. [in Russian].
16. Gabdrakhmanov T.M. Primenenie reagentov OOO NPF «Intekhservis» v tekhnologiyakh dlya ogranicheniya vodopritoka v skvazhinu [Application of Reagents of LLC NPF «Intekhservis» in Technologies for Limiting Water Inflow into Wells]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2015, No. 8, pp. 46–47. [in Russian].
17. Dubinskii G.S. *Issledovanie i razrabotka tekhnologii remontno-izolyatsionnykh rabot s primeneniem geleobrazuyushchikh kompozitsii na osnove gruppy reagentov «Azimut-Z»: dis. kand. tekhn. nauk* [Research and Development of the Technology of Repair and Insulation Works with the Use of Gel-Forming Compositions Based on the Group of Reagents «Azimut-Z»: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, IPTE Publ., 2016. 185 p. [in Russian].
18. Dubinskii G.S., Andreev V.E., Fedorov K. Kompleksnyi podbor reagentov i tekhnologii dlya ogranicheniya vodopritoka v gazovye skvazhiny [Comprehensive Selection of Reagents and Technologies to Limit Water Inflow into Gas Wells]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii SPE* [Proceedings of SPE Russian Petroleum Technical Conference]. Moscow, Russia, 2017, SPE 187867. [in Russian].
19. Cheneviere P., Falxa P., Alfenore J., Poiraut D., Enkababian P., Chan K.S. Chemical Water Shut-Off Interventions in the Tunu Gas Field: Optimization of the Treatment Fluids, Well Interventions, and Operational Challenges. *Materials of SPE European Formation Damage Conference*. Scheveningen, The Netherlands, 2005, Paper SPE 95010.
20. Shaidullin V.A., Levchenko E.A., Valieva O.I., Akhmerov I.A. Podbor tamponazhnykh sostavov dlya provedeniya remontno-izolyatsionnykh rabot v nizkopronitsaemykh intervalakh [Selection of Grouting Compositions for Water Shut-Off in Low-Permeability Intervals]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2019, No. 6, pp. 94–98. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-94-98. [in Russian].
21. *Rezul'taty raboty OOO «Servisnyi tsentr SBM» na ob'ektakh OOO «Gazprom dobycha Nadyim» v 2017 g. Tekhnologii i materialy OOO «Servisnyi tsentr SBM», primenyaemye pri TKRS, ispytaniy i osvoenii skvazhin (prezentatsiya)* [Results of the Work of SBM Service Center LLC at the Facilities of Gazprom Dobycha Nadyim LLC in 2017 Technologies and Materials of SBM Service Center LLC Used in Well Workover, Testing and Development of Wells (Presentation)]. OOO «Servisnyi tsentr «SBM» – SBM Service Center LLC. 46 p. [in Russian].
22. Lanchakov G.A., Ivakin R.A., Griguletskii V.G. O materialakh dlya remontno-izolyatsionnykh rabot gazovykh i neftyanykh skvazhin [On Materials for Repair and Insulation Works of Gas and Oil Wells]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik «Vesti gazovoi nauki» — Scientific-Technical Collection Book «Vesti Gazovoy Nauki»*, 2011, No. 2, pp. 52–68. [in Russian].
23. Kaushanskii D.A. Ogranichenie vodopritoka v subgorizontal'nykh gazovykh skvazhinakh bez glusheniya [Restricting Water Production in Non-Killing Sub-Horizontal Gas Wells]. *Vremya koltyubinga. Vremya GRP — Coiled Tubing Times Journal*, 2013, No. 3, pp. 44–47. [in Russian].
24. Baikov V.A., Murtazin R.R., Shtinov V.A., Kiseleva T.A., Mukhametova A.F., Surtaev V.N. Osobennosti modelirovaniya proizvoditel'nosti skvazhin nizkopronitsaemykh gazovykh zalezhei [Performance Modelling Features of Wells in Low Permeable Gas Deposits]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2018, No. 5, pp. 48–54. [in Russian].
25. Li D., Nikens G.V., Uells M. *Ekspluatatsiya obvodnyayushchikhysya gazovykh skvazhin. Tekhnologicheskie resheniya po udaleniyu zhidkosti iz skvazhin* [Operation of

Watering Gas Wells. Technological Solutions for Removing Fluid from Wells]. Moscow, Premium Inzhiniring Publ., 2008. 384 p. [in Russian].

26. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R., Yanson S.O., Akhmerov I.A. Features of Killing Wells

Operating Fractured Formations with Abnormally Low Formation Pressures and High Gas Factor. *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Virtual, 2020, SPE-202071-MS. DOI: 10.2118/202071-MS.

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

**Шайдуллин Вадим Александрович**, руководитель сектора технологий РИР, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Vadim A. Shaidullin**, Head of Cement Squeeze Technology Sector, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

**Нигматуллин Тимур Эдуардович**, начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Timur E. Nigmatullin**, Head of Well Maintenance and Workover Technologies Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: nigmatullinte@bnipi.rosneft.ru

**Магзумов Нияз Ринатович**, техник сектора технологий РИР, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Niyaz R. Magzumov**, Technician of Cement Squeeze Technology Sector, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: magzumovnr@bnipi.rosneft.ru

**Абрашов Вадим Николаевич**, главный геолог, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой, Российская Федерация

**Vadim N. Abrashov**, Chief Geologist, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoi, Russian Federation

e-mail: vnabrashov@sibneftegaz.ru

**Скоробогач Михаил Александрович**, канд. техн. наук, заместитель главного геолога, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой, Российская Федерация

**Mikhail A. Skorobogach**, Candidate of Engineering Sciences, Deputy Chief Geologist, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoi, Russian Federation

e-mail: skorobogachma@sibneftegaz.ru

**Бондарев Сергей Валерьевич**, начальник отдела повышения производительности резервуаров и ГТМ, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой, Российская Федерация

**Sergey V. Bondarev**, Head of Preventive Maintenance Overhaul and Production Enhancement Operations Department, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoi, Russian Federation

e-mail: svbondarev@sibneftegaz.ru

**Манторов Александр Николаевич**, старший менеджер отдела повышения производительности резервуаров и ГТМ, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой, Российская Федерация

**Aleksandr N. Mantorov**, Senior Manager of Preventive Maintenance Overhaul and Production Enhancement Operations Department, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoi, Russian Federation

e-mail: anmantorov@sibneftegaz.ru