

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА СБАЛАНСИРОВАННОМ ДАВЛЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЗРИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Шаляпин Денис Валерьевич¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Шаляпина Аделя Данияровна¹,
shaljapinaad@tyuiu.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность работы заключается в необходимости уменьшения воздействия на газовые пласты с аномально низкими давлениями с помощью усовершенствованной технологии бурения на сбалансированном давлении путем применения пенных растворов на углеводородной основе.

Цель: изучение отечественного и мирового опыта применения технологии бурения на сбалансированном давлении; анализ методик исследований и создания пен для строительства скважин; оптимизация технологии для применения при строительстве скважин на газовые объекты с аномально низким пластовым давлением путем замены бурового раствора в законном пространстве на пенную промывочную жидкость; исследование возможности создания стабильных азрированных растворов на углеводородной основе; анализ действия разных поверхностно-активных веществ на процесс создания безводных пен на различной основе; определение наиболее эффективных комбинаций амфифильных химических реагентов и основ для разработки азрированных растворов на углеводородной основе.

Объекты: технология бурения на сбалансированном давлении с использованием пен на углеводородной основе; поверхностно-активные вещества различной природы для создания азрированных буровых растворов на безводной основе.

Методы: анализ опыта применения технологии бурения на сбалансированном давлении, совершенствование технологии путем замены жидкостных растворов на пенные промывочные жидкости, анализ научной и производственной литературы по созданию азрированных растворов на безводной основе.

Результаты. Установлено, что в мировой практике существуют примеры успешного применения технологии бурения на сбалансированном давлении для строительства скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. Определены наиболее эффективные лабораторные испытания для создания пен. Предложен способ совершенствования технологии бурения на сбалансированном давлении для строительства скважин на газовые объекты с низким давлением. Установлена необходимость разработки и применения пен на безводной основе для минимизации воздействия на фильтрационные характеристики газовых коллекторов. Проведен анализ стабилизирующей способности различных поверхностно-активных веществ для создания азрированных растворов на углеводородной основе.

Ключевые слова:

Аномально низкие пластовые давления, добыча газа, поверхностно-активные вещества, пенные растворы на безводной основе, технология контроля давления при бурении.

Введение

Вскрытие газовых пластов с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) стандартными буровыми растворами при репрессии в 5–10 % влечет за собой не только потерю фильтрационных свойств коллекторов, но и высокую вероятность возникновения поглощений [1]. Для снижения воздействия на пласт необходимо использовать методы, позволяющие бурить скважины на давлении, близком к пластовому. Технология бурения на сбалансированном давлении (Pressurized Mudcap Drilling Technology – PMCD) позволяет при вскрытии газовых объектов с АНПД снизить влияние на пласт до минимальных значений. Для усиления эффекта предлагается использовать азрированные буровые растворы на углеводородной основе в качестве межколонной жидкости для предотвращения поступления газа в скважину и образование стойких водонефтяных эмульсий.

Технология PMCD является развитием технологии бурения с контролем давления (MPD), она позволяет без изменения конструкции скважины производить ее

проводку в зонах с несовместимыми условиями бурения. При появлении первых признаков потери стабильности стенок скважины с помощью специализированного устьевого оборудования оперативно нагнетается давление, что предотвращает возникновение осыпей и обвалов, при поглощении раствора, наоборот, быстро снижается. В работах специалистов из разных стран описаны успешные случаи применения технологии контроля давления для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях [1–4].

Благодаря возможностям технологии по контролю забойного давления, ее целесообразно применять для строительства скважин на газовые объекты с АНПД, что позволит не только избежать осложнений, но и снизить негативное влияние на пласт. На рис. 1 показана классическая схема контроля давления в процессе бурения пластов с низким давлением. В базовом варианте для снижения воздействия на коллектор предполагается использование соленой воды, которая поступает на забой по бурильным трубам, и промывочной жидкости, закачиваемой в кольцевое про-

странство через роторный герметизатор. Варьирование скорости закачки жидкостей позволяет поддерживать скважину в стабильном состоянии, не допуская осложнений в виде проявлений или поглощений.

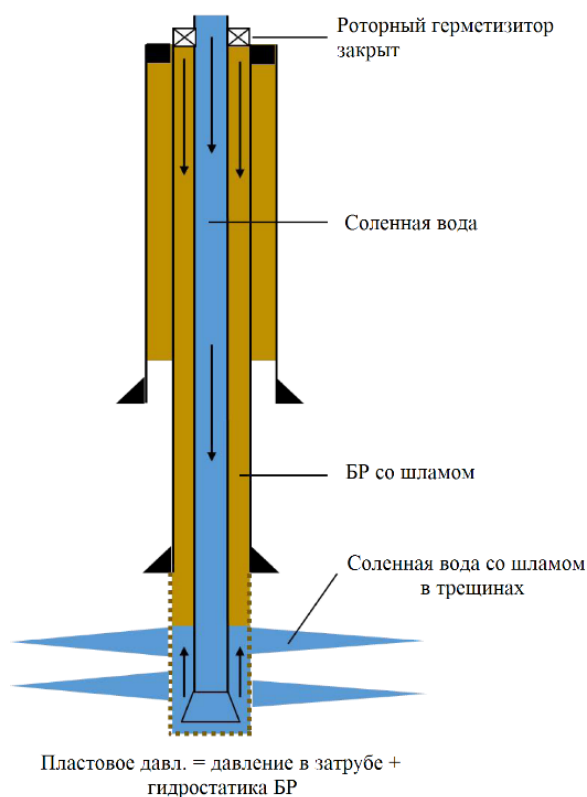


Рис. 1. Базовый вариант технологии бурения на сбалансированном давлении (PMCD)

Fig. 1. Basic version of the PMCD

С развитием геомеханического моделирования [3] применение технологии контроля давления в процессе бурения становится более актуальным, поскольку построенные модели на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями показывают, что безопасное «окно бурения» имеет резко изменяющийся характер. Для решения данной проблемы существует несколько вариантов: добавить в конструкцию скважины дополнительную обсадную трубу, увеличив металлоемкость конструкции, или использовать оборудование для контроля давления. Последний способ более предпочтителен, поскольку позволяет не только оставить базовую конструкцию скважины, но и снизить риск возникновения осложнений, связанных с потерей устойчивости ствола.

Однако в случае бурения скважин на истощенные газовые объекты, чье давление может быть значительно ниже гидростатического, необходимо модернизировать технологию путем закачки в затрубное пространство азрированной промывочной жидкости. Данное решение позволит понизить репрессию на пласт до минимальных значений за счет снижения плотности закачиваемой пены (рис. 2).

Изучение причин, снижающих продуктивность скважин и нефтеотдачу пластов при бурении на репрессии, привело к разработке технологии их строи-

тельства на равновесии и депрессии. Интерес к технологии бурения на депрессии и темпы ее внедрения за рубежом сопоставимы с теми, которые наблюдались в середине 1980-х гг. к новой тогда технологии бурения горизонтальных скважин. Поэтому технологию бурения и вскрытия продуктивных отложений на депрессии следует считать перспективной, а разработку облегченных растворов – актуальным направлением, позволяющим получить экономический эффект при строительстве скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами и на месторождениях в поздней стадии разработки с пониженными пластовыми давлениями.

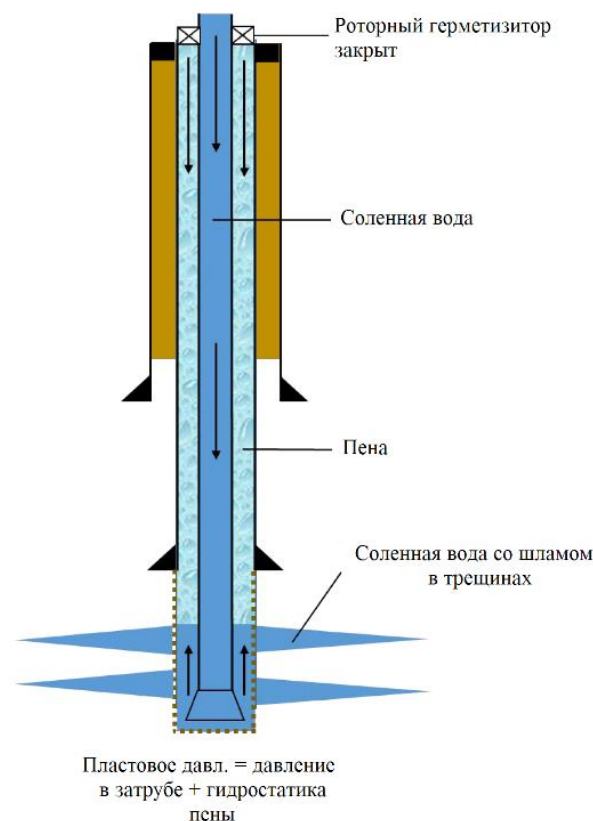


Рис. 2. Модернизированная технология бурения на сбалансированном давлении (PMCD)

Fig. 2. PMCD improved version

На сегодняшний день существует несколько методов снижения плотности промывочных жидкостей. Первый из них, стандартный, – это азрация, второй – применение эмульсионных растворов, и третий – применение твердых добавок, снижающих плотность промывочных жидкостей (табл. 1).

Преимущества азрированных растворов в качестве промывочного агента не ограничены возможностью регулирования давления. Кроме того, азрированные системы улучшают вынос частиц шлама благодаря явлению флотации (снижаются требования к расходу жидкой фазы). Происходит и самотампонирование каналов поглощения раствора благодаря эффекту Жамена. Закупоривающие свойства пен объясняются физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт:

- разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции поверхностно-активного вещества (ПАВ);
- прилипанием пузырьков пены к гидрофобизированной поверхности поровых каналов;
- электровязкостными свойствами пен;
- увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Таблица 1. Типы промывочных жидкостей плотностью менее 1,0 г/см³

Table 1. Types of flushing liquid with a density less than 1,0 g/cm³

Промывочный агент Drilling mud	Основа промывочной жидкости Basis of flushing liquid	Получаемая плотность, г/см ³ Density, g/cm ³
Продувка воздухом (газом) Airflush (gas) drilling	Воздух, инертные газы (азот, углекислый газ), выхлопные газы Air, inert gases (nitrogen, carbon dioxide), exhaust gases	0,0006...0,0018
Азрированные жидкости Aerated fluids	Воздух (газ) + вода (нефть, дизельное топливо) Air (gas) + water (oil, diesel fuel)	0,10...1,00
Пены Foams	Воздух (газ) + вода + поверхностно-активное вещество + стабилизатор Air (gas) + water + surfactant + stabilizer	0,03...0,10
Растворы на углеводородной основе Oil-based mud	Нефть (дизельное топливо) + стабилизирующие и загущающие добавки Oil (diesel fuel) + stabilizing and thickening agent	0,85...0,98
Эмульсионные растворы, растворы на синтетической неводной основе Emulsion mud, synthetic non-aqueous mud	Синтетическая углеводородная жидкость (минеральное масло) + минерализованная вода (CaC ₁₂) + органофильный бентонит + эмульгатор Synthetic hydrocarbon fluid (mineral oil) + mineralized water (CaC ₁₂) + organophilic bentonite + emulsifier	0,85...1,10
Облегченный буровой раствор Lightened mud	Буровой раствор на водной или углеводородной основе + твердый наполнитель с низкой плотностью Water-based or oil-based drilling mud + solid filler with low density	0,65...0,98

Пенные растворы характеризуются удовлетворительным показателем фильтрации. Проникновение фильтрата такой промывочной системы в пласт будет существенно меньше, чем при применении классических буровых жидкостей, поскольку основной объем состоит из используемого газа в качестве основы. Таким образом, при проводке ствола скважины в глинистых отложениях их набухание будет незначительным.

Помимо этого, использование азрированных систем препятствует миграции газа к устью скважины, что является преимуществом по сравнению с использованием традиционных промывочных агентов. Для совершенствования данной технологии предлагается использовать пенные растворы на углеводородной основе. Успешный опыт применения такого типа раствора для бурения скважины с аномально низким пластовым давлением на побережье Мексиканского залива описывается в работах [4, 5]. Промывочная жидкость состояла из дизельного топлива, пресной воды с ингибиторами и газа. Согласно результатам опытов по созданию азрированного раствора в качестве газовой фазы можно использовать воздух, азот, природный или углекислый газ. Таким образом, составлен ряд требований, которому должны удовлетворять пенные промывочные жидкости:

1. *Продолжительное время стабильного состояния.* Для проверки данного показателя исследуются профили плотности жидкости относительно оси скважины при выполнении различных технологических операций (включение/отключение насосов, вращение бурильной колонны и т. д.). Нестабильная пена может вызвать разделение газовой и жидкой фаз, что приведет к изменению устьевого давления, повышению затрат на приготовление и закачку вновь приготовленной пены.
2. *Возможность циркуляции и управления давлением.* Данное требование обусловлено технологическими возможностями устьевого оборудования, по-

скольку максимальное рабочее давление роторного герметизатора – около 14 МПа. Исходя из этого, азрированный раствор должен обладать оптимальной вязкостью для одновременного уменьшения потерь давления на трение, поддержания стабильности пены и сохранения возможности предотвращения миграции газа.

3. *Обеспечение требуемой плотности пены.* Для определения необходимого удельного веса азрированного бурового раствора используется профиль плотности пены в статичном состоянии относительно глубины скважины, позволяющий установить закономерность изменения гидростатического давления вследствие повышенной сжимаемости газа относительно жидкости. Таким образом, изменения плотности пены должны находиться в предсказуемых пределах для поддержания забойного давления, незначительно превышающего пластовое.
4. *Возможность управлять притоком пластовых флюидов.* Свойства пенного раствора должны обеспечивать контроль притока пластовых флюидов, в особенности газа. В работе [6] подробно описаны физико-химические аспекты взаимодействия азрированных буровых растворов и пластового газа, возникающие в процессе бурения.
5. *Обеспечение создания достаточного количества пены в полевых условиях.* Поскольку данная технология и подобные ей не были применены на практике, необходимо опираться на опыт создания и применения пены как промывочной жидкости. В исследовании [7] приводятся исследования азрированных жидкостей и опыт их использования на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Согласно [7], создание пены зависит главным образом от размеров и распределения пузырьков газа в объеме промывочной жидкости.

Отдельно необходимо осветить вопрос влияния температуры на пенные буровые растворы. Для этого на практике используются температурные профили пены относительно оси скважины. По ним определяется изменение степени сжимаемости пены для регулирования технологических параметров (расход жидкой и газовой фаз, режим работы насосов) с целью

обеспечения требуемого уровня забойного давления. Авторами [8] приводятся подробные лабораторные исследования влияния скважинных условий на качество пен: установлено, что температура имеет определяющее значение при разработке азрированных растворов, поскольку от ее величины зависит стабильность пенной промысловой жидкости (рис. 3).

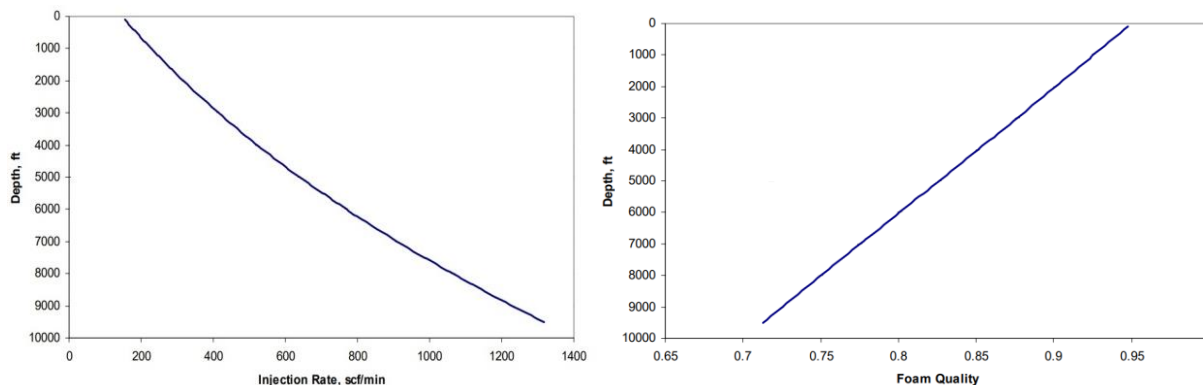


Рис. 3. Результаты исследования влияния внутрискважинных условий на стабильность азрированного раствора
Fig. 3. Research results of the impact of downhole conditions on the stability of the aerated solution

Таблица 2. Перечень основных масел, предназначенных для создания азрированных растворов

Table 2. List of basic oils intended for the creation of aerated solutions

Параметр Characteristic	Базовое масло Base oil	Дизельное топливо Diesel fuel	Минеральное масло Mineral oil	Олефин Olefine	Альфа-олефин Alpha-olefine	Парафин Paraffin	Синтетическое топливо GtL Synthetic fuel GtL
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³		820–860	796	791	788	750–780	779
Температура вспышки, °C Flash point, °C		60	81	138	138	81	85
Температура потери текучести, °C Lowest float temperature, °C		–6–6	–39	–2,5	12	–12	–21
Вязкость, сП Viscosity, sP		1,2	1,3	4,2	3,6	1,4	2,2

Для создания азрированных растворов на углеводородной основе на практике используются несколько базовых масел, выбор которых зависит от скважинных условий. Основные характеристики масел представлены в табл. 2.

Перед началом создания безводной пены необходимо установить механизмы влияния различных ПАВ на стабильность пенной системы. Для этого был проведен литературный анализ отечественных и иностранных источников.

Основной задачей при создании азрированного бурового раствора является придание системе стабильности. Достигается это путем уменьшения поверхностного натяжения добавлением моющих амфифильных веществ, частицы которого образуют мономолекулярные слои с каждой стороны пленки [9–11].

Для создания устойчивых пен могут применяться молекулярно-растворимые ПАВ по той причине, что только они снижают поверхностное и межфазное натяжение. Другим важным свойством таких веществ является способность образовывать мицеллы, которые при необходимости могут восстанавливать пенные пленки.

Согласно результатам экспериментов [12] по оцениванию пенообразующей способности неионогенных и анионных ПАВ установлено, что разные типы амфифильных веществ имеют схожие аэрационные способности (рис. 4). Определено, что наиболее эффективным средством является оксэтилированный спирт, который используется в промышленности как моющее средство. Исследование пенообразования бинарных смесей ПАВ не показало существенных изменений результатов эксперимента по измерению высоты пены с течением времени.

В работе [13] изучались пенообразующие свойства сульфоната, ЛАБС натрия, лаурилсульфата натрия посредством определения поверхностного натяжения, краевого угла смачивания на границе раздела «раствор–жидкость», кратности и устойчивости пенного раствора. В результате установлено, что все исследуемые ПАВ обеспечивают необходимый угол смачивания, а минимальные поверхностные натяжения свойственны бинарным системам: ЛАБС натрия до 0,06–0,90 % с лаурилсульфатом натрия до 0,06–0,90 %, монореагентные ПАВ – до 0,3 %.

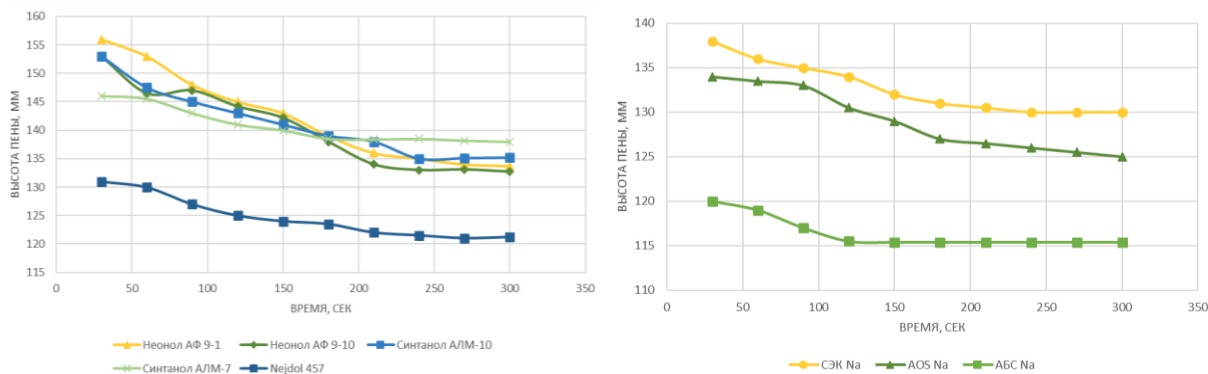


Рис. 4. Результаты испытаний аэрированных растворов (слева – неионогенные ПАВ, справа – анионные ПАВ)
Fig. 4. Results of studies of aerated solutions (on the left – nonionic surfactants, on the right – anionic surfactants)

Согласно итогам опыта по определению кратности аэрированного раствора определено, что наиболее стабильные жидкости получаются при применении лаурилсульфата натрия (0,2 %), ЛАБС натрия (0,2 %), смеси сульфанола (0,2 %) и лаурилсульфата натрия (0,1 %). Неудовлетворительные результаты показали растворы с добавлением сульфанола и лаурилсульфата.

Было установлено, что сочетание ПАВ может усиливать пенообразующее действие амфифильных реагентов. Добавление структурообразующих реагентов (полимера, карбоксиметилцеллюлозы, крахмала и проч.) повышает стабильность аэрированных буровых растворов. Результаты экспериментов представлены на рис. 5.

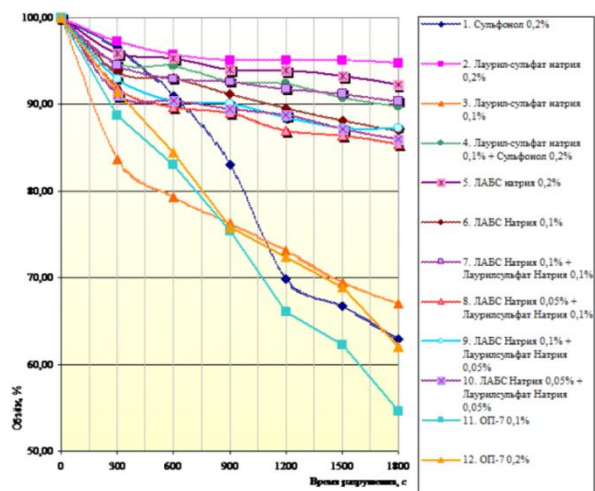


Рис. 5. Результаты измерения устойчивости аэрированных растворов

Fig. 5. Results of measuring the stability of aerated solutions

Помимо общеизвестных добавок по увеличению стабильности аэрированных буровых растворов авторы [5] предлагают использовать специализированные кремневые наночастицы, которые увеличивают термостабильность и уменьшают адсорбцию ПАВ на горных породах. Согласно рис. 6 установлено, что при оптимальном сочетании наночастиц и амфифильного вещества высота пены выше, чем при других вариациях аэрации раствора.

В работе [14] представлены результаты исследований пенообразующей способности различных сульфоновых ПАВ. Отмечено, что данный тип ПАВ имеет высокую термическую стабильность: при 200 °С большинство исследуемых сульфонов остались в исходном состоянии на более чем 90 % от первоначальной концентрации после 30 дней эксперимента. Далее температура испытаний была увеличена до 300 °С, деструкция значительно ускорилась – большинство реагентов распалось до одной трети менее чем за 15 дней нагрева. Алкилбензосульфат оказался наиболее стабильным, эффективность остальных ПАВ распределяется следующим образом: альфа-олефин – сульфаты спиртового эфира – синтетический алкиларилсульфонат – нефтяной сульфонат.

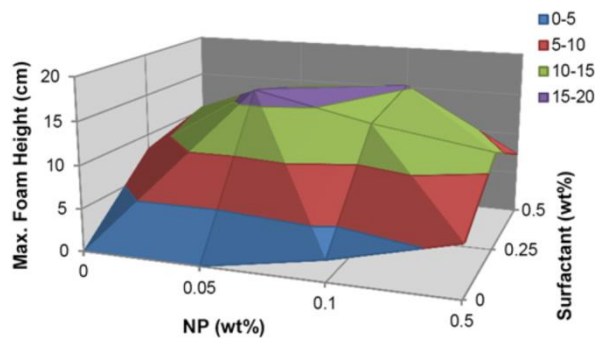


Рис. 6. Поверхность отклика, отражающая оптимальные концентрации наночастиц и амфифильных веществ

Fig. 6. Response surface reflecting optimal concentrations of nanoparticles and amphiphilic substances

Представленная выше информация, описывающая процесс пенообразования водных растворов, является полезной для понимания механизма аэрирования промывочных жидкостей на углеводородной основе. Однако из-за большой разницы в величине поверхностного натяжения (в углеводородных растворах 15–30 мН/м, у воды 72 мН/м) аэрирование безводных промывочных жидкостей требует иного подхода. По этой причине авторы работ [15–17] утверждают, что натяжение на поверхности у границы раздела сред не является определяющим фактором стабилизации пенного раствора на безводной основе. Установлено,

что из-за высокого сопротивления углеводов диссоциация ионов ПАВ не обеспечивает электростатическую стабилизацию.

Для решения задачи повышения стабильности пен безводных промывочных жидкостей необходимо применять соединения с большой молекулярной массой: простые углеводороды, полидиметилсилоксаны, фторуглероды, молекулы на основе белка и асфальтены.

ПАВ на основе простых углеводов представляют из себя молекулы, соединенные в длинные цепочки, что позволяет им, не растворяясь, стабилизировать безводные пены. Исследователями [18] приводится информация о создании аэрированного раствора на основе минерального масла с добавлением этоксилированного стеарилового спирта и полиэтиленгликоля, которые в углеводородной среде действуют как твердые стабилизаторы, осаждаясь на границах раздела фаз. Авторами [19] установлено, что эфиры жирных кислот действуют как ПАВ в маслах и при повышении концентрации увеличивают стабильность системы.

Амфифильные вещества на основе полидиметилсилоксана при увеличении молекулярной массы меньше растворяются в углеводородах и способны обеспечивать стабильное пенообразование [20].

Исследования фторсодержащих ПАВ показали перспективность использования данных реагентов при разработке газоблокирующих нефтяных ванн, что является полезным свойством при бурении газовых объектов.

Содержание асфальтенов и смол в сырой нефти облегчает образование стабильных пузырьков газа. Но необходимо учесть, что критическая концентрация алфальтенов составляет 10 %, поскольку излишнее их содержание приводит к образованию кластеров, склонных к выпадению в осадок. Установлено, что при определенном содержании смолы возможна сольubilизация асфальтенов, негативно влияющая на распределение ПАВ в растворе.

Сводная информация по созданным пенным растворам на безводной основе с использованием различных ПАВ представлена в табл. 3.

Таблица 3. Сопоставление безводной среды и необходимого поверхностно-активного вещества для создания аэрированного раствора

Table 3. Comparison of anhydrous medium and the necessary surfactant for creation an aerated solution

Среда Medium	Тип поверхностно-активного вещества Type of surfactant	Механизм стабилизации Stabilization mechanism
Минеральное масло, гликоль Mineral oil, glycol	Полиэтиленгликоль на основе токсилированного спирта Polyethylene glycol based on ethoxylated alcohol	Осаждение на границе раздела фаз, адсорбция твердого стабилизатора Deposition at the interface of phases, adsorption of a solid stabilizer
Р-ксилол/R-xylene	Триэтаноламмоний Triethanolammonium	Создание жидких кристаллов Creating liquid crystals
Глицерин/Glycerin	Додецилсульфат натрия Sodium dodecyl sulfate	
Жидкий парафин, сквалан, сквален, гексадекан, оливковое масло Liquid paraffin, squalane, squalene, hexadecane, olive oil	Сложные эфиры жирных кислот Fatty acid esters	Адсорбция твердого стабилизатора, создание жидких кристаллов Adsorption of solid stabilizer, creation of liquid crystals
Подсолнечное масло Sunflower oil	Фосфолипиды Phospholipids	Эффект Марангони The Marangoni Effect
Додекан Dodecan	Фторуглеродные поверхностно-активные вещества Fluorocarbon surfactants	Гелеобразный слой на границе раздела фаз, стерические силы Gel-like layer at the interface of phases, steric forces
27 различных масел, включая неполярные и полярные масла (пентан, сквалан, толуол, этиленгликоль, формамид, растительные масла, перфторогексан и т. д.) 27 different oils, including non-polar and polar oils (pentane, squalane, toluene, ethylene glycol, formamide, vegetable oils, perfluorohexane, etc.)	Полимер тетрафторэтилена Tetrafluoroethylene polymer	Стабилизация частицами для углов смачивания от 45 до 90° Particle stabilization for wetting angles from 45 to 90°
Смазочное масло Smoothing oil	Смазочные добавки Lubricating additives	Увлажнение Humidification
Сырая нефть Crude oil	Короткоцепочечные карбоновые кислоты и фенолы Short-chain carboxylic acids and phenols	Дилатационное поведение Dilated behavior
	Асфальтены Asphaltenes	
Сырая нефть и синтетическая нефть Crude oil and synthetic oil	Асфальтены и смолы Asphaltenes and resins	Повышение вязкости, выделение асфальтенов Increase in viscosity, release of asphaltenes
Толуол Toluene		Образование асфальтовых кластеров Formation of asphaltene clusters

Создание безводных аэрированных промывочных жидкостей в теории может решить две основные задачи: снижение плотности заколонной жидкости до 500–700 кг/м³ и уменьшение фильтрации в пласт несвязной воды бурового раствора, что в совокупности

будет способствовать сохранению естественных фильтрационных характеристик истощенных коллекторов.

Зарубежные компании ведут работы по созданию пенных растворов на безводной основе для бурения и освоения скважин. Так, в работе [21] приводится

пример успешного применения азрированной жидкости на нефтяной основе для бурения пластов, чувствительных к фильтрации воды. В статье [22] показаны сравнительные исследования применения различных технологических безводных жидкостей для проведения гидроразрыва пласта, в результате которых установлено, что пена на основе нефти меньше всего взаимодействует с коллектором и способна удерживать пропант. В отечественной научной и производственной литературе опыт применения азрированных углеводородов в качестве промывочной жидкости отсутствует.

Исходя из представленного выше материала будет изучен процесс образования пенных растворов на различных типах углеводных основ путем проведения экспериментов, описанных в работе [4]. Для проверки эффективности ПАВ предполагается использование ионогенных и анионных амфифильных веществ. Помимо этого, обозначатся закономерности их совместного влияния на стабильность безводных пен.

Заключение

Для бурения скважин на газовые объекты с anomalно-низкими пластовыми давлениями целесообразно применять технологии, с помощью которых можно максимально сохранить коллекторские свойства пласта. Одной из таких технологий, успешное применение которой на данный момент осуществляется за рубежом, является бурение на сбалансированном давлении (PMCD). Модернизация технологии путем замены межколонного раствора на пенную промывочную жидкость на углеводородной основе позволит снизить репрессию на пласт за счет уменьшения плотности до 500 кг/м^3 . Использование углеводородной основы для азрированного раствора спо-

собствует сохранению фильтрационных свойств коллекторов.

Применение азрированных буровых растворов на безводной основе в мировой практике бурения и освоения скважин развивается, поскольку растут объемы трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Согласно результатам, полученным после применения данных растворов в Северной Америке, выявлена высокая эффективность пен при строительстве скважин, поскольку были сохранены коллекторские свойства пласта и не допущены проявления природного газа из разбуриваемого геологического объекта.

С помощью проведенного анализа научной и производственной литературы в области механизмов создания пен установлено, что целесообразно одновременно использовать два поверхностно-активных вещества различной природы, поскольку в таком случае проявляется синергетический эффект. Для повышения стабильности пен в жидкую составляющую раствора необходимо добавлять структурообразователи. Для аэрации буровых растворов на углеводородной основе в лабораторных исследованиях зарубежных компаний используются различные базовые масла, для которых эффективны определенные виды пенообразователей.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2022 гг.).

Исследование выполнено с использованием оборудования Центра коллективного пользования «Центр перспективных исследований и инновационных разработок» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Field application of near-balanced drilling using aqueous foams in Western Venezuela / Y. Rojas, P. Vieira, M. Borrell, J. Blanco, M. Ford, L. Nieto, G. Lopez, B. Atencio // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. – 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/74449-MS>.
2. Kamal B., Stoian E., MacFarlane G. Successful application of Managed Pressure Drilling MPD technology to reach TD in a Narrow Margin HPHT well in the North Sea – a case history // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/202107-MS>.
3. Successful implementation of the PMCD technology for drilling and completing the well in incompatible conditions at Severo – Danilovskoe oil and gas field / D. Krivolapov, I. Masalida, A. Polyarush, V. Visloguzov, A. Averkin, A. Rudykh, P. Ivanov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/206456-MS>.
4. Wang Ya., Thiberville C., Kam S. Numerical modeling, simulation and lab testing of foam-assisted mud cap drilling processes dealing with non-newtonian foam rheology // SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition. – 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200513-MS>.
5. Oil-based foam and proper underbalanced-drilling practices improve drilling efficiency in a Deep Gulf Coast well / J.J. Sepulveda, O.M. Falana, S. Kakadjian, J.D. Morales, F. Zamora, M. DiBiasio, E.C. Marshall, G.L. Shirley, D.J. Benoit, S.A. Tkach // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2008. DOI: <https://doi.org/10.2118/115536-MS>.
6. Samdani G.A., Gupta V.P. Gas migration in wellbores during Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD) // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE). – 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/205980-MS>.
7. Горонович В.С. Разработка и исследование рецептур гидрогелевых буровых растворов с конденсированной твердой фазой: на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2005. – 184 с.
8. Paknejad A., Schubert J., Amani M. Foam drilling simulator // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/105338-MS>.
9. Садомцева О.С. Очистка природной воды от неионогенных поверхностно-активных веществ сорбционным концентрированием: автореф. дис. ... канд. хим. наук. – Махачкала, 2006. – 24 с.
10. Остроумов С.А. Биологические эффекты при воздействии поверхностно-активных веществ на организмы. – М.: МАКС-Пресс, 2001. – 334 с.
11. Анализ пенообразующих свойств промышленных поверхностно-активных веществ и их бинарных смесей для синтетических мощных средств / Л.А. Дерзаева, А.И. Курмаева, В.П. Барabanov, Р.Р. Гайнутдинова, Ю.А. Шигабиева // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 5. – С. 18–20.
12. Nanoparticles as foam stabilizer for steam-foam process / M. Khajehpour, S. Reza Etmiman, J. Goldman, F. Wassmuth // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/179826-MS>.

13. Турицына М.В. Обзор результатов исследований растворов поверхностно-активных веществ и газожидкостных смесей на их основе // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 2. – С. 271–279.
14. Non-aqueous and crude oil foams / Ch. Blázquez, E. Emond, S. Schneider, Ch. Dalmazzone, V. Bergeron // Oil & Gas Science and Technology. – 2016. – № 69 (3). DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst/2013186>.
15. Friberg S.E. Foams from non-aqueous systems // Current Opinion in Colloid and Interface Science. – 2010. – № 15. – P. 359–364. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2010.05.011>
16. Sanders P.A. Stabilization of aerosol emulsions and foams // Journal of the Society of Cosmetic Chemists. – 1970. – № 21. – P. 377–391.
17. Non-aqueous foam with outstanding stability in diglycerol monomyristate (olive oil system) / R.G. Shrestha, L.K. Shrestha, C. Solans, C. Gonzalez, K. Aramaki // Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects. – 2010. – № 353. – P. 157–165. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2009.11.007.
18. Robb I.D. Specialist surfactants. – London: Chapman and Hall, 1997. – 272 p.
19. Bergeron V., Hanssen J.E., Shoghl F.N. Thin-film forces in hydrocarbon foam films and their application to gas-blocking foams in enhanced oil recovery // Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects. – 1997. – № 123–124. – P. 609–622. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(96\)03808-3](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(96)03808-3).
20. Adil I., Maini B.B. Role of asphaltenes in foamy oil flow // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2007. – № 46 (4). – P. 18–23. DOI: <https://doi.org/10.2118/07-04-01>
21. Driscoll P.L., Bowen J.G., Roberts M.A. Oil base foam fracturing applied to the Niobrara shale formation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1980. DOI: <https://doi.org/10.2118/9335-MS>.
22. Laboratory evaluation of a natural gas-based foamed fracturing fluid / G. Beck, C. Nolen, K. Hoopes, Ch. Krouse, M. Poerner, A. Phatak, S. Verma // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/187199-MS>.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Шаляпин Д.В., младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

Шаляпина А.Д., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF PRESSURIZED MUDCAP DRILLING TECHNOLOGY USING AERATED DRILLING FLUIDS FOR FORMATION EXPOSING IN LOW PRESSURE GAS RESERVOIR

Denis V. Shalyapin¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Adelya D. Shalyapina¹,
shaljanaad@tyuiu.ru

¹ Industrial University of Tyumen,
70, Melnikayte street, Tyumen, 625048, Russia.

The relevance of the research is caused by decreasing negative influence on low pressure gas reservoirs by applying modernized Pressurized Mudcap Drilling Technology through usage of oil-based aerated fluids.

The main aim: to study domestic and international experience in the application of Pressurized Mudcap Drilling Technology; to analyze research methods and creation of foams for the construction of wells; to optimize technology for use in the construction of wells for gas facilities with abnormally low reservoir pressure by replacing liquid drilling fluid in the borehole annulus with aerated fluid; to investigate the possibility of creating stable aerated solutions on a hydrocarbon basis; to analyze the effects of various surfactants on the process of creating anhydrous foams on a different basis; to determine the most effective combinations of amphiphilic chemical reagents and bases for the development of aerated oil-based aerated solutions.

Objects: Pressurized Mudcap Drilling Technology and surfactants and stabilizer for oil-based foams; surfactants of various natures for the creation of aerated fluids on an anhydrous basis.

Methods: research experiences of Pressurized Mudcap Drilling Technology applying, modernization Pressurized Mudcap Drilling Technology, analyzing scientific and industrial literature to identify the most effective surfactants and stabilizer for oil-based foams on an anhydrous basis.

Results. It was established that in world practice there are examples of successful application of Pressurized Mudcap Drilling Technology for the construction of wells in conditions of abnormally low reservoir pressures. The most effective laboratory tests for the creation of foams were determined. A method for improving Pressurized Mudcap Drilling Technology for drilling for gas objects with low pressure is proposed. The necessity of developing and using anhydrous-based foams to minimize the impact on the filtration characteristics of gas collectors was established. The analysis of the stabilizing ability of various surfactants to create aerated fluids on oil-basis is carried out.

Key words:

Abnormal low reservoir pressure, gas production, surfactants, anhydrous foam solutions, Pressurized Mudcap Drilling Technology.

The research was carried out within the implementation of the State task in the field of science for fulfilment of scientific projects by the groups of scientific laboratories at the high education bodies under the jurisdiction of the Ministry of Science and Higher Education of the RF in the project: «Techniques of low-pressure gas production in the Cenomanian producing complex» (no. FEWN-2020-0013, 2020–2022).

The research was carried out using the equipment of the Central Research and Development Center «Center for Advanced Research and Innovative Developments» at Tyumen Industrial University.

REFERENCES

- Rojas Y., Vieira P., Borrell M., Blanco J., Ford M., Nieto L., Lopez G., Atencio B.. Field application of near-balanced drilling using aqueous foams in Western Venezuela. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/74449-MS>.
- Kamal B., Stoian E., MacFarlane G. Successful application of Managed Pressure Drilling MPD technology to reach TD in a Narrow Margin HPHT well in the North Sea – a case history. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/202107-MS>.
- Krivolapov D., Masalida I., Polyarush A., Visloguzov V., Averkin A., Rudykh A., Ivanov P. Successful implementation of the PMCD technology for drilling and completing the well in incompatible conditions at Severo – Danilovskoe oil and gas. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/206456-MS>.
- Wang Ya., Thiberville C., Kam S. Numerical modeling, simulation and lab testing of foam-assisted mud cap drilling processes dealing with non-newtonian foam rheology. *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition*, 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200513-MS>
- Sepulveda J.J., Falana O.M., Kakadjian S., Morales J.D., Zamora F., DiBiasio M., Marshall E.C., Shirley G.L., Benoit D.J., Tkach S.A. Oil-based foam and proper underbalanced-drilling practices improve drilling efficiency in a Deep Gulf Coast well. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2008. DOI: <https://doi.org/10.2118/115536-MS>
- Samdani G.A., Gupta V.P. Gas migration in wellbores during Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD). *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE)*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/205980-MS>
- Goronovich V.S. *Razrabotka i issledovanie retseptur gidrogelevykh burovykh rastvorov s kondensirovannoy tverдой fazoy: na primere Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya*. Diss. Kand. nauk [Development and research of formulations of hydrogel drilling fluids with condensed solid phase: on the example of the Orenburg oil and gas condensate field. Cand. Diss.]. Tyumen, 2005. 184 p.
- Paknejad A., Schubert J., Amani M. Foam drilling simulator. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/105338-MS>.
- Sadomceva O.S. *Ochistka prirodnoy vody ot neionogennykh pov-erkhnostno-aktivnykh veshchestv sorbtsionnym kontsentrirovaniem*. Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Purification of natural water from nonionic surfactants by sorption concentration. Cand. Diss. Abstract]. Mahachkala, 2006. 24 p.

10. Ostroumov S.A. *Biologicheskie efekty pri vozdeystvii poverkhnostno-aktivnykh veshchestv na organizmy* [Biological effects exposed to surfactants on organisms]. Moscow, Maks-Press Publ., 2001. 334 p.
11. Derzaeva L.A., Kurmaeva A.I., Barabanov V.P., Gajnutdinova R.R., Shigabieva Yu.A. Analysis of foaming properties of industrial surfactants and their binary mixtures for synthetic detergents. *Bulletin of the Technological University*, 2016, vol. 19, no. 5, pp. 18–20. In Rus.
12. Khajehpour M., Etmnan S.R., Goldman J., Wassmuth F. Nanoparticles as foam stabilizer for steam-foam process. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/179826-MS>.
13. Turicyna M.V. Review of the results of studies of solutions of surfactants and gas-liquid mixtures based on them. *Modern Problems of Science and Education*, 2012, no. 2, pp. 271. In Rus.
14. Blázquez Ch., Emond E., Schneider S., Dalmazzone Ch., Bergeron V. Non-aqueous and crude oil foams. *Oil & Gas Science and Technology*, 2016, vol. 69, no. 3.
15. Friberg S.E. Foams from non-aqueous systems. *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 2010, no. 15, pp. 359–364.
16. Sanders P.A. Stabilization of aerosol emulsions and foams. *Journal of the Society of Cosmetic Chemists*, 1970, vol. 21, pp. 377–391.
17. Shrestha R.G., Shrestha L.K., Solans C., Gonzalez C., Aramaki K. Non-aqueous foam with outstanding stability in diglycerol mono-myristate (olive oil system). *Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects*, 2010, no. 353, pp. 157–165.
18. Robb I.D. *Specialist surfactants*. London, Chapman and Hall Publ., 1997. 272 p.
19. Bergeron V., Hanssen J.E., Shoghl F.N. Thin-film forces in hydrocarbon foam films and their application to gas-blocking foams in enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects*, 1997, no. 123–124, pp. 609–622.
20. Adil I., Maini B.B. Role of asphaltenes in foamy oil flow. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2007, vol. 46, no. 4, pp. 18–23.
21. Driscoll P.L., Bowen J.G., Roberts M.A. Oil base foam fracturing applied to the Niobrara shale formation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1980. DOI: <https://doi.org/10.2118/9335-MS>.
22. Beck G., Nolen C., Hoopes K., Krouse Ch., Poerner M., Phatak A., Verma S. Laboratory evaluation of a natural gas-based foamed fracturing fluid. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/187199-MS>.

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Denis V. Shalyapin, junior researcher, postgraduate, Industrial University of Tyumen.

Adelya D. Shalyapina, assistant, junior researcher, postgraduate, Industrial University of Tyumen.