УДК 622.24.06

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF THE USE OF CARBONATED PROCESS FLUIDS FOR DRILLING WELLS IN OIL FIELDS WITH ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURE

Тихонов Евгений Владимирович
технический директор отдела буровых растворов
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonov@internet.ru

Аннотация. В статье рассмотрено применение газированных технологических жидкостей, которые используют при бурении скважин и для повышения эффективности разработки месторождений с аномально низким пластовым давлением. Эти жидкости, содержащие растворённые газы, позволяют создавать дополнительное давление в пласте, улучшать текучесть нефти и увеличивать дебит скважин. Благодаря своим уникальным свойствам, газированные жидкости представляют собой перспективное направление для оптимизации процесса добычи на месторождениях с АНПД. Исследование возможностей их применения имеет важное значение для повышения эффективности разработки таких объектов и обеспечения устойчивого развития нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: аномально низкое пластовое давление; газированные технологические жидкости; основные методы бурения скважин с АНПД; метод управляемого давления в системе забойного пространства; бурение с обратной циркуляцией; метод бурения без бурового раствора; метод бурения с пониженной плотностью бурового раствора; афронсодержащие буровые растворы.

Tikhonov Evgeny Vladimirovich
Technical Director of the Drilling Fluids Department of «BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonov@internet.ru

Annotation. The article discusses the use of carbonated process fluids used in well drilling and to improve the efficiency of developing fields with abnormally low reservoir pressure. These liquids, containing dissolved gases, allow creating additional pressure in the reservoir, improving oil fluidity and increasing well flow rates. Due to their unique properties, carbonated liquids are a promising direction for optimizing the production process at fields with abnormally low reservoir pressure. Research into the possibilities of their application is important for improving the efficiency of developing such facilities and ensuring sustainable development of the oil and gas industry.

Keywords: abnormally low formation pressure; gassed process fluids; main methods of drilling wells with abnormally low formation pressure; method of controlled pressure in the bottomhole space system; drilling with reverse circulation; method of drilling without drilling mud; method of drilling with reduced drilling mud density; aphron-containing drilling muds.

Характеристика нефтяных месторождений с аномально низким пластовым давлением

Аномально низкое пластовое давление (АНПД) является одной из наиболее сложных проблем, с которыми сталкиваются специалисты при разработке нефтяных месторождений. Оно характеризуется значительным отклонением от нормального гидростатического давления, которое обычно составляет около 10 МПа на каждую тысячу метров глубины залегания пласта. При АНПД пластовое давление значительно ниже этого значения, что создаёт серьёзные технические и экономические ограничения для эффективного бурения скважин и добычи углеводородов.

АНПД возникает в результате различных геологических и физико-химических процессов. Одной из основных причин является длительная эксплуатация месторождения без адекватного поддержания пластового давления. В таких случаях естественные источники энергии истощаются, что приводит к снижению давления в пласте. АНПД может быть вызвано следующими факторами:

1. Геологические особенности: некоторые месторождения изначально формируются с недостаточным объёмом запасов энергии, необходимой для поддержания высокого пластового давления. Это может быть связано с особенностями породообразования, наличием трещин или других структур, через которые происходила утечка нефти и газа в течение миллионов лет.

2. История развития месторождения: на зрелых месторождениях, где долгое время велись интенсивные работы по добыче нефти, пластовое давление может су-

щественно снижаться из-за отсутствия своевременной закачки воды или газа для компенсации извлечённого объёма жидкости.

3. Тектонические процессы: изменения в тектонической активности региона могут также способствовать снижению пластового давления. Например, поднятие или опускание горных пород может привести к утечке флюидов из пласта.

4. Физико-химические свойства нефти и пластовой жидкости: нефть с высокой вязкостью или наличие большого количества смолистых веществ может затруднять её движение в пласте даже при наличии достаточного давления. Это усиливает эффект АНПД.

Аномально низкое пластовое давление оказывает существенное влияние на весь процесс разработки месторождения. Основными последствиями аномально низких пластовых давлений являются:

1. *Снижение скорости притока нефти к скважине*

Пластовое давление играет ключевую роль в обеспечении движения нефти к добывающим скважинам. При АНПД градиент давления между пластом и скважиной становится недостаточным для создания эффективного притока нефти. Это приводит к значительному снижению дебита скважин и увеличению времени циркуляции флюидов в пласте.

2. *Уменьшение коэффициента извлечения нефти* (КИН)

КИН – показатель, характеризующий долю извлекаемых запасов относительно общего объёма нефти, находящейся в пласте. При АНПД коэффициент извлечения нефти значительно снижается, т.к. часть нефти остаётся в пласте и не может быть извлечена даже при использовании дополнительных технологий. Это делает разработку месторождения более дорогостоящей и менее эффективной.

3. *Технические сложности при эксплуатации скважин*

Аномально низкое пластовое давление создаёт дополнительные трудности при бурении и обустройстве скважин. Например, при бурении могут возникать проблемы с поддержанием гидравлического равновесия между буровым раствором и пластом. Если давление раствора слишком высоко, существует риск повреждения стенок скважины или образования трещин в породе. С другой стороны, недостаточное давление может привести к прорыву пластовых флюидов в скважину, что требует немедленного вмешательства.

4. *Увеличение затрат на добычу полезных ископаемых*

Для компенсации низкого пластового давления часто требуется применение дополнительных технологий, таких как использование насосно-компрессорных систем, газлифт или закачка воды. Эти методы требуют значительных финансовых и энергетических ресурсов, что увеличивает себестоимость добычи.

Для более чёткой характеристики месторождений с АНПД используется классификация по уровню пластового давления. Она основана на сравнении фактического давления с нормальным гидростатическим давлением, которое в нормальных условиях соответствует давлению столба жидкости воды, а его градиент составляет порядка 0,0010–0,0011 МПа/м.

На основе этой классификации выделяют следующие категории месторождений:

- месторождения с нормальным пластовым давлением (пластовое давление соответствует нормальному гидростатическому давлению или немного выше него). Такие месторождения считаются наиболее благоприятными для разработки;
- месторождения с повышенным пластовым давлением (пластовое давление значительно выше нормального гидростатического давления). Это может быть вызвано наличием тепловых источников или других факторов, увеличивающих давление внутри пласта;
- месторождения с аномально низким пластовым давлением (пластовое давление ниже нормального гидростатического давления). Такие месторождения требуют применения специальных технологий для обеспечения эффективной добычи.

При разработке месторождений с АНПД необходимо учитывать несколько факторов. В первую очередь нужно правильно выбрать технологию бурения, т.к. наиболее подходящая технология углубления скважины, выбор режимных параметров и других тонкостей необходимы для минимизации рисков при бурении скважин в условиях

АНПД. Одним из решений является применение специальных буровых растворов с регулируемой плотностью. Это позволяет поддерживать оптимальное давление в скважине и предотвращать возможные аварийные ситуации.

Таким образом, аномально низкое пластовое давление представляет собой серьёзную проблему для разработки нефтяных месторождений. Его влияние охватывает все этапы добычи, начиная от бурения скважин и заканчивая транспортировкой нефти. Для успешной разработки таких месторождений требуется комплексный подход, учитывающий как геологические особенности объекта, так и современные технологии, позволяющие компенсировать негативные последствия АНПД.

Основные методы бурения скважин с АНПД

Бурение скважин на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями представляет собой сложную техническую задачу, требующую специальных технологических решений. При таких условиях существует высокий риск потери циркуляции бурового раствора в породу, что может привести к осложнениям при бурении и снижению эффективности эксплуатации скважины. На данный момент существует множество способов и методов бурения скважин с аномально низкими пластовыми давлениями. Основными из них являются:

1. *Метод управляемого давления в системе забойного пространства* (MPD)

Метод управляемого давления в системе забойного пространства (MPD – Managed Pressure Drilling) – это технология бурения скважин, с помощью которой можно контролировать давление на забое с высокой точностью для того, чтобы предотвращать проблемы, возникающие в процессе бурения, такие как потеря циркуляции или низкая стабильность стенок скважины. MPD использует специальное оборудование, например, дроссельные клапаны и системы мониторинга давления, чтобы поддерживать оптимальное давление во время бурения. Это особенно важно в сложных геологических условиях, где интервалы пород имеют узкие интервалы давлений. Метод повышает безопасность, эффективность и экономичность бурения, минимизируя риски аварий и снижая время простоя. Данный метод сейчас достаточно востребован и используется многими зарубежными компаниями, такими как «Chevron», «Shell», «BP», «ExxonMobil», «Saudi Aramco», а также нефтесервисными компаниями – «Schlumberger», «Halliburton» и «Baker Hughes», которые предоставляют специализированное оборудование и экспертизу для реализации MPD.

К преимуществам данного метода можно отнести:

- точное управление давлением в скважине;
- минимизацию рисков потерь циркуляции;
- возможность бурения в сложных интервалах.

2. *Бурение с обратной циркуляцией* (RCD)

Метод бурения с обратной циркуляцией (RCD – Reverse Circulation Drilling) представляет собой технологию, где циркуляция бурового раствора осуществляется в обратном направлении: буровой раствор поступает к забою через затруб, а поднимается по внутритрубному пространству. Это позволяет эффективно удалять выбуренную породу и обеспечивать стабильность скважины. RCD особенно полезен в условиях высокой вероятности потерь раствора или нестабильных пород.

Данный метод используют как зарубежные компании (упомянутые в пункте выше), так и отечественные нефтегазовые предприятия, такие как «Газпромнефть», «Роснефть», «Лукойл», «НОВАТЭК» и другие. И хотя этот метод применяется относительно редко, он позволяет проходить интервалы, находящиеся в сложных геологических условиях, и интервалы, где имеется высокий риск потери бурового раствора вследствие нестабильных горных пород.

Преимуществами RCD являются эффективное управление давлением в скважине, снижение гидростатического давления на пласт, а также улучшенная очистка забоя скважины.

3. *Метод бурения без бурового раствора* (Air drilling)

Данный метод подразумевает использование вместо традиционного бурового раствора сжатого воздуха. Данный метод хорошо эффективен в сухих и устойчивых горных породах. Данный метод повышает скорость бурения за счёт отсутствия необ-

ходимости поддержания гидростатического давления в скважине. Также при данном методе отсутствует вероятность проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и, как следствие, возможного загрязнения, что в современных реалиях повышенного экологического контроля является огромным плюсом. Однако у этого метода есть и свои ограничения. Он не подходит для нестабильных или водонасыщенных пород, т.к. есть риск обрушения стенок скважины. Также для глубоких скважин использование данного метода может вызывать значительные затраты на электроэнергию, поскольку компрессорные установки, которые подают сжатый воздух в скважину, расходуют много электричества. В целом данный метод подходит для бурения неглубоких скважин, которые находятся в «идеальных» условиях (сложенные сухими и устойчивыми породами), что делает этот метод не сильно распространённым.

4. *Метод бурения с пониженной плотностью бурового раствора*

Самым распространённым методом бурения скважин с аномально низкими пластовыми давлениями является бурение с использованием облегчённых буровых растворов. Этот метод предполагает использование специальных лёгких буровых растворов, плотность которых ниже плотности стандартных растворов. К основным видам систем облегчённых буровых растворов можно отнести соляные растворы с пониженной плотностью, системы с лёгкими твёрдыми частицами, эмульсионные растворы на нефтяной основе, пены, аэрированные буровые растворы, гликолевые растворы, а также смоляные или полимерные системы. К газированным технологическим жидкостям относят аэрированные буровые растворы и пены.

Далее будет рассмотрен именно последний метод бурения скважин с АНПД.

Анализ и обоснование применения газированных технологических жидкостей при бурении скважин с АНПД

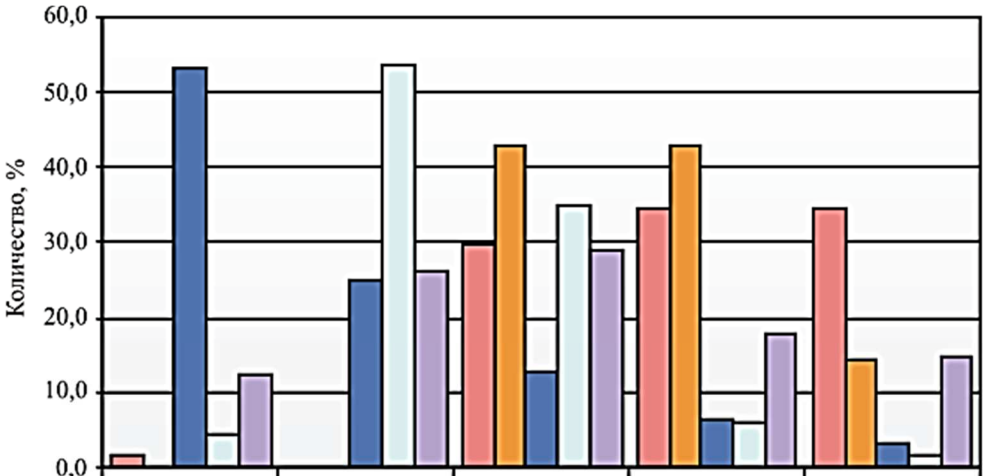
В современной буровой практике всё чаще приходится сталкиваться с бурением скважин на месторождениях, где пластовое давление значительно ниже обычных значений. Это создаёт серьёзные технические вызовы при первичном вскрытии продуктивных пластов. Использование стандартных буровых растворов с плотностью 1,05 г/см^3 и выше приводит к двум ключевым проблемам: значительным потерям раствора в пласт (вплоть до катастрофических поглощений) и образованию широкой зоны кольматации, которая блокирует поры коллектора.

Данное явление обусловлено тем, что гидростатическое и, в особенности, гидродинамическое давление бурового раствора превосходит естественное давление в пластах с низким потенциалом. Это приводит к значительным потерям буровых растворов, дифференциальным прихватам бурильной колонны и закупорке поровых пространств, что ведёт к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора. При этом бурение терригенных коллекторов с низким пластовым давлением осложняется тем, что поглощение раствора может спровоцировать дестабилизацию приствольной зоны, увеличивая риск осыпания и обрушения стенок скважины. На рисунке 1 приведена география распространения пластов с АНПД.

Из рисунка 1 видно, что основной частью пластов, имеющих аномально низкие пластовые давления, являются пласты, залегающие на глубине 1500–2000 м. Проводя анализ нефтегазовых провинций РФ, можно сказать, что проблема АНПД в большинстве своём распространена на территории Западной Сибири, однако и в других провинциях эта проблема существует.

В этой связи возникла необходимость снижения плотности промывочных жидкостей для лучшего первичного вскрытия пласта. Например, на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», которые начали интенсивно осваиваться с начала 80-х гг. прошлого столетия, большинство эксплуатируемых объектов имеют низкие и аномально низкие пластовые давления, обусловленные причинами техногенного характера, такими, как неравномерная выработка запасов, недокомпенсация отбора закачкой. Выполненный анализ показал, что среднее значение градиента пластового давления по всем эксплуатационным объектам к настоящему времени составляет 0,91 МПа/100 м. В связи с этим для повышения качества первичного вскрытия в горизонтальных скважинах, снижения репрессии на продуктивный пласт, снижения риска получения аварий и осложнений в процессе бурения необходимо на 5 % горизонталь-

ных скважин применение промывочной жидкости плотностью менее 900 кг/м^3, на 47 % – плотностью 900–1060 кг/м^3, на 48 % – плотностью более 1060 кг/м^3.



	До 1000 м	1000–1500 м	1500–2000 м	2000–2500 м	Более 2500 м
Западно-Сибирская НГП	1,6 %	0,0 %	29,7 %	34,4 %	34,4 %
Лено-Тунгусская НГП	0,0 %	0,0 %	42,9 %	42,9 %	14,3 %
Тимано-Печорская НГП	53,1 %	25,0 %	12,5 %	6,3 %	3,1 %
Волго-Уральская НГП	4,3 %	53,6 %	34,8 %	5,8 %	1,4 %
Всего	12,2 %	26,2 %	29,1 %	18,0 %	14,5 %

Рисунок 1 – География распространения пластов с АНПД

Если рассматривать различные способы вскрытия пластов-коллекторов на месторождениях Пермского края, то по результатам исследований у аэрированных систем буровых растворов выделены следующие преимущества:

- путём регулировки степени аэрации (отношение объёмного расхода воздуха в нормальных условиях к объёмному расходу жидкости) бурового раствора и устьевого давления можно эффективно управлять забойным давлением в широком диапазоне значений;
- благодаря эффекту Жамена, аэрированный раствор демонстрирует низкую способность к проникновению в пористые формации, что позволяет проводить бурение и вскрытие пластов при сравнительно небольших коэффициентах аномальности давления;
- при применении аэрированного раствора при вскрытии продуктивных пластов значительно сокращается глубина проникновения жидкости в коллектор, причём исключается образование необратимой кольматации – это способствует сохранению естественной проницаемости приствольной зоны пласта.

Однако использование газированных жидкостей также накладывает ряд ограничений. При исследовании способов первичного вскрытия пласта месторождений Пермского края выявлен основной недостаток – сжимаемость аэрированных растворов при высоких забойных давлениях, ограничивающая их применение относительно небольшими глубинами бурения. При использовании воздуха для аэрации возникают дополнительные трудности с управлением процессом газообразования, что усложняет контроль плотности раствора и достижение необходимых параметров на забое во время бурения.

Но, несмотря на все минусы использования газожидкостных систем, они всё равно широко применяются при бурении и разработке скважин на месторождениях с АНПД во многих регионах России, а также в других странах. На рисунке 2 приведены обобщённые усреднённые результаты по бурению скважин при замене промывки жидкостями (ЖТ) на газожидкостные смеси (ГЖТ), проводимые буровыми организациями совместно с ВНИИБТ.

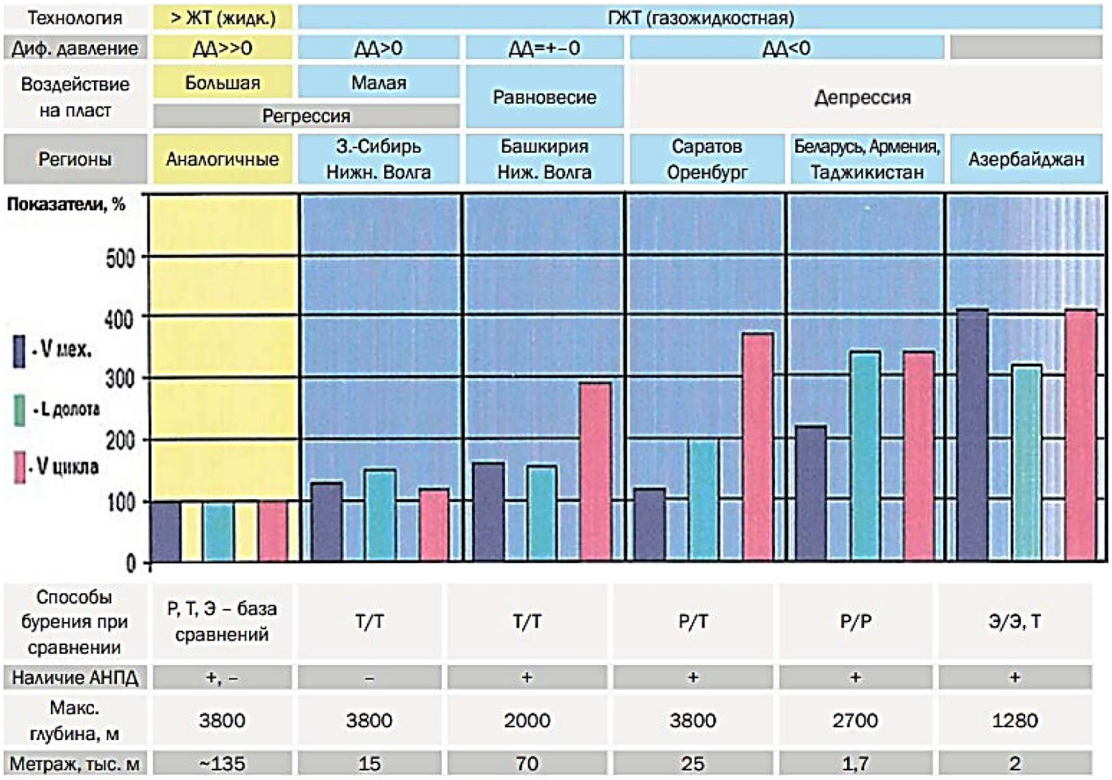


Рисунок 2 – Обобщённые усреднённые результаты по бурению скважин при замене промывки жидкостями (ЖТ) на газожидкостные смеси (ГЖТ)

В качестве базы для сравнения (100 %) выбраны исходные показатели эффективности бурения, полученные при использовании жидкостной технологии (ЖТ) в конкретных условиях. Здесь отражены такие параметры, как механическая скорость проходки ($V_{мех}$), проходка на долото $L_{дол}$ и скорость цикла $V_{цикл}$.

Для газожидкостной технологии (ГЖТ) бурения аналогичные показатели представлены в виде цветных столбцов для каждого района, где проводились испытания. Высота столбца отражает среднее значение достигнутого результата в процентах от базового, когда использовалась промывка жидкостными растворами (ЖТ).

В верхней части диаграммы указаны качественные оценки дифференциального давления (ДД) и названия регионов, где бурились пробные скважины. В строке под полем в числителе указан способ бурения по новой технологии, а в знаменателе – по традиционной ЖТ. Также приведены глубины скважин (в метрах), объёмы опытных работ (в тысячах метров) и отметки о наличии («+») или отсутствии («–») зон аномально низкого пластового давления, где возможны потери бурового раствора.

Анализируя эти данные, можно сказать, что замена жидкостных растворов на газированные, безусловно, повысила эффективность бурения скважин. На всех скважинах во всех регионах заметны улучшения рассматриваемых показателей. Особенно хорошо заметен рост на месторождениях, где скважины бурились либо на равновесии, либо на депрессии. Такой показатель, как скорость цикла бурения в среднем повысился на 200 % от сравниваемого значения при использовании жидкостных растворов. На большинстве месторождений способ бурения не менялся, что лучше показывает эффективность замены жидкостных растворов на газированные. Также стоит отметить практически на всех рассматриваемых месторождениях наличие аномально низких пластовых давлений. Прирост показателей увеличивается с ростом глубины, крепости пород и числа оборотов долота. Наибольший прирост скорости цикла имеет место при проходке поглощающих зон, где затраты времени и материалов на борьбу с поглощениями снижаются на порядок или ликвидируются полностью. В целом значения всех рассматриваемых показателей эффективности бурения составили от 120 до 400 %, что говорит о непосредственной эффективности применения газожидкостных систем.

Также газированные технологические жидкости эффективны не только при бурении, но и при разработке месторождений, так как они сохраняют «добычной» потенциал пластов-коллекторов. За счёт своих свойств газированные растворы практически не кольматируют, и продуктивные пласты сохраняют свою проницаемость. На рисунке 3 приведены обобщённые данные по применению газожидкостных технологических жидкостей при вскрытии пластов-коллекторов на различных месторождениях. При сравнении использованы два метода: *относительный*, когда показатели опытной скважины, где применялась ГЖТ, сравнивались с показателями базовой скважины, за которую принималась лучшая, где вскрытие осуществлялось с промывкой жидкостью в аналогичных условиях; *абсолютный*, когда показатели опытной скважины снимались дважды: сначала после вскрытия по новой технологии и эксплуатации в течение нескольких месяцев, а потом – после задавки пласта обычным буровым раствором и, в некоторых случаях, после цементирования и перфорации.

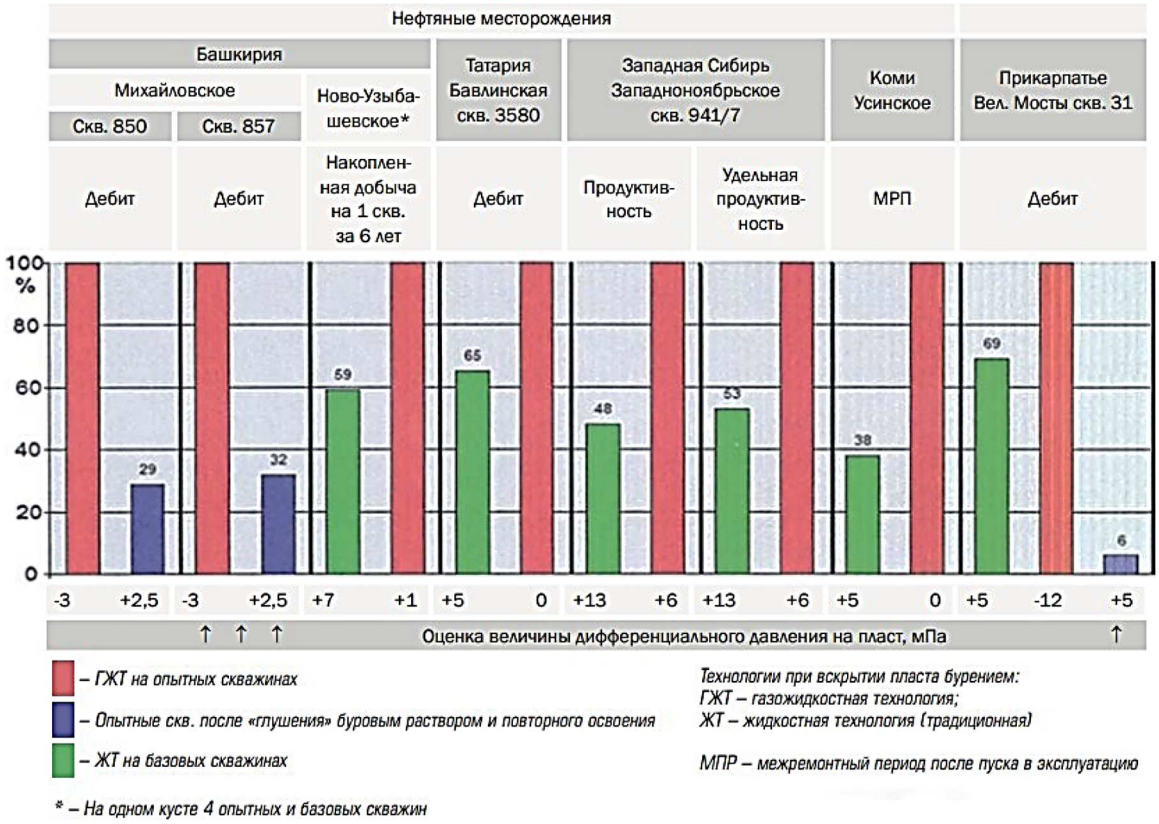


Рисунок 3 – Данные по вскрытию пластов с помощью газожидкостных систем

На диаграмме в качестве базовых (100 %) используются данные по добыче, полученные при вскрытии пластов в условиях депрессии (отрицательное дифференциальное давление), гидродинамического равновесия (нулевое дифференциальное давление) или сниженной репрессии (минимальное избыточное давление). Для этих случаев применялись газожидкостные технологии, и соответствующие показатели отображены красными столбцами. Зелёные столбцы демонстрируют те же параметры в относительном сравнении, а сиреневые – в абсолютном. В качестве критериев оценки анализировались установившиеся дебиты, общая продуктивность пласта и удельная продуктивность. В ситуациях, где эти показатели отсутствовали, использовался межремонтный период – временной промежуток между началом эксплуатации скважины и необходимостью ремонта.

Как видно из рисунка 3, что при относительном, что при абсолютном сравнении, все показатели эффективности добычи были меньше и не составляли более 69 % от сравниваемых показателей при использовании газожидкостных смесей. Различные значения дифференциального давления показывают, что использование газированных

технологических жидкостей эффективно при различных методах вскрытия пласта-коллектора (депрессия, равновесие или репрессия). Также для доказательств эффективности применения газожидкостных растворов можно привести более детальные результаты о показателях эффективности добычи на примере скважин Михайловского месторождения – 2 скважины (№ 850 и 857) из 19 скважин, где продуктивные пласты вскрыты бурением на депрессии (– 3 МПа), были подвергнуты испытаниям на приток дважды: сначала – после более чем годовой эксплуатации; затем – после глушения скважин в течение трёх суток тем водным раствором ПАВ, который применяли при базовой жидкостной технологии вскрытия, и в процессе последующей месячной эксплуатации скважины. Воздействие жидкости глушения было слабее, чем это имело место при бурении: отсутствовали шлам и динамические сопротивления. Тем не менее, отрицательные последствия налицо: дебит скважины № 850 упал с 1,7 до 0,48 тонн/сут., т.е. в 3,5 раза; дебит скважины № 857 снизился с 5,85 до 1,85 тонн/сут., т.е. в 3,2 раза. При этом штатная солянокислотная обработка призабойной зоны (обязательная операция после вскрытия пласта по традиционной ЖТ) не дала результата – отрицательные последствия глушения были необратимы.

В качестве второго примера служит опыт 6-летнего наблюдения за эксплуатацией скважин, которые находятся на одном из кустов Ново-Узыбашевского месторождения в Башкирии. При эксплуатации опытных скважин на рассматриваемом месторождении без поддержания пластового давления наблюдалось быстрое его снижение. Это вызвало осложнения во время вскрытия продуктивного горизонта, связанные с интенсивным поглощением бурового раствора и воды с добавлением ПАВ в кавернозно-трещиноватые известняки верхнефаменского горизонта, расположенные на глубине 1800–2250 м. В результате потери раствора и значительного шламирования ствола скважин не все буровые работы были завершены до проектной глубины. Переход на промывку аэрированной водой с ПАВ позволил восстановить циркуляцию и обеспечить вынос шлама даже при сохранении небольшой репрессии на пласт (около 1 МПа). По такому принципу были вскрыты пласты-коллекторы на 20 кустовых скважинах, которые в полном количестве достигли своей проектной глубины без особых осложнений. Результаты эксплуатационных наблюдений в течение 6 лет приведены на рисунке 4.

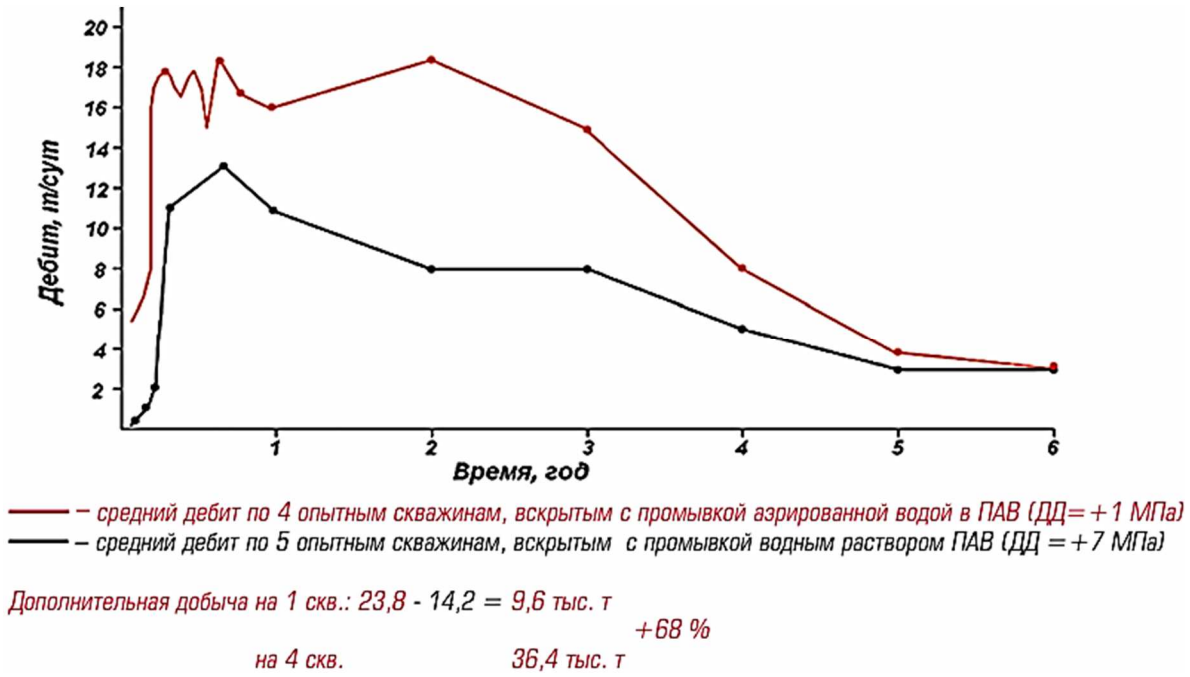


Рисунок 4 – Средние дебиты скважин Ново-Узыбашевского нефтяного месторождения в зависимости от технологии вскрытия

На рисунке 4 изображены данные, отображающие значения текущих дебитов нефти для двух групп скважин. Красной линией на графике изображены дебиты по 4 скважинам, которые были пробурены с использованием газированных технологиче-

ских жидкостей, чёрной линией – скважины, пробуренные с помощью жидкостных буровых растворов. Согласно графикам, в течение первых трёх лет эксплуатации средний дебит на одну опытную скважину превышал аналогичный показатель базовой скважины почти вдвое. К шестому году работы дебиты выровнялись. За рассматриваемый период накопленная добыча с одной опытной скважины, пробуренной с использованием ГЖТ, достигла 23,8 тыс. тонн, тогда как с базовой скважины добыто 14,2 тыс. тонн, что на 68 % меньше. Таким образом, внедрение улучшенной технологии вскрытия продуктивного горизонта позволило увеличить дополнительную добычу на 9,6 тыс. тонн с каждой опытной скважины, а в совокупности по 4 рассматриваемым опытным скважинам накопленная добыча составила порядка 36,4 тыс. тонн.

Все ранее приведённые результаты исследований и опытных испытаний позволяют сделать вывод, что газированные технологические жидкости являются более эффективными как при бурении, так и при первичном вскрытии и дальнейшей разработке месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями. Далее рассмотрим перспективные разработки составов газированных технологических жидкостей.

Перспективные разработки составов газированных технологических жидкостей

Относительно новой и перспективной технологией бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов является использование афронсодержащих буровых растворов. Несмотря на то, что в мировой практике эти растворы известны достаточно давно, в России они пока не получили широкого распространения.

Афроны представляют собой микроскопические пузырьки воздуха коллоидного размера, включённые в состав бурового раствора. Каждый афрон окружён двухслойной оболочкой, состоящей из поверхностно-активных веществ (ПАВ), между которыми находится прослойка воды, загущенной полимерами. Газовое ядро афронов находится под избыточным давлением, что препятствует их сжатию и схлопыванию даже при высоких внешних давлениях. При этом наружная поверхность афрона имеет гидрофобные свойства. Благодаря широкому диапазону размеров и высокой упругости, афроны способны эффективно кольматировать как низкопроницаемые глинизированные песчаники, так и высокопроницаемые трещиноватые известняки с проницаемостью до нескольких десятков Дарси. Самую исчерпывающую характеристику понятия «афрон» дал Феликс Себбе: «ядро, два слоя и три мембраны» (рис. 5).

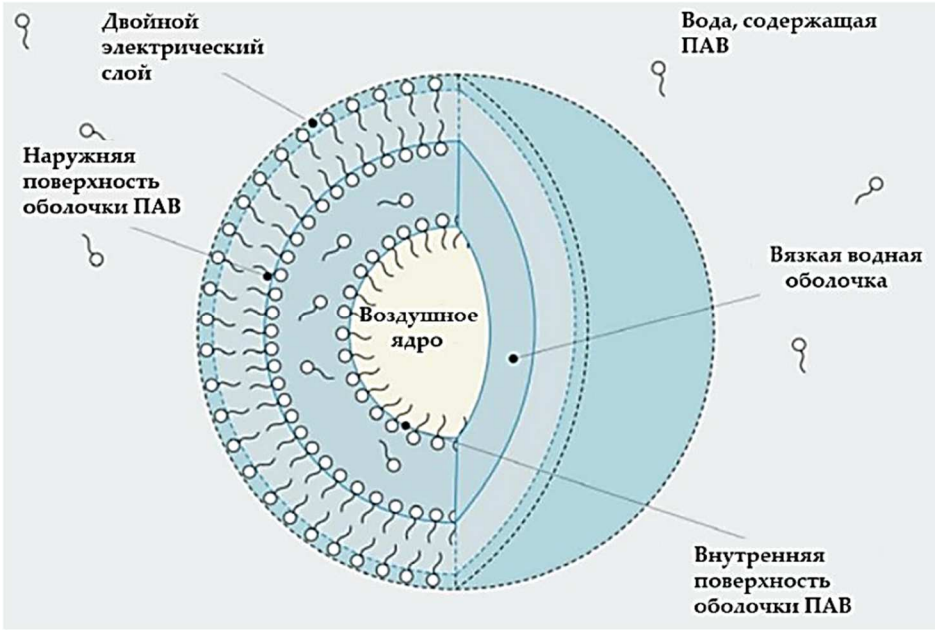


Рисунок 5 – Строение афрона

Основное отличие афронов от обычных пен заключается в структуре их оболочки: афроны окружены двойной мембраной с водной прослойкой, тогда как пузырьки воздуха в традиционных пенах имеют лишь однослойную молекулярную оболочку из

ПАВ. Это обеспечивает афронам большую стабильность и эффективность в условиях бурения.

Одним из ключевых преимуществ афронов является возможность их производства без применения дорогостоящего специализированного оборудования, например, компрессоров высокого давления, которые требуются для создания аэрированных буровых растворов. Афроны образуют саморегулирующую систему, которая существенно минимизирует риск нарушения фильтрационно-емкостных характеристик пласта. Это позволяет эффективно добывать запасы нефти, которые ранее считались технически недоступными или экономически невыгодными для разработки.

Из-за состава афронов он может как загермитизировать участок пласта (например, в котором существует возможность поглощений), так и не создавать уплотнений. Это зависит от размера каналов / пор и, как следствие, генерируемое капиллярное давление при взаимодействии с афронами. Механизм перекрытия пласта афронами пластов показан на рисунке 6.

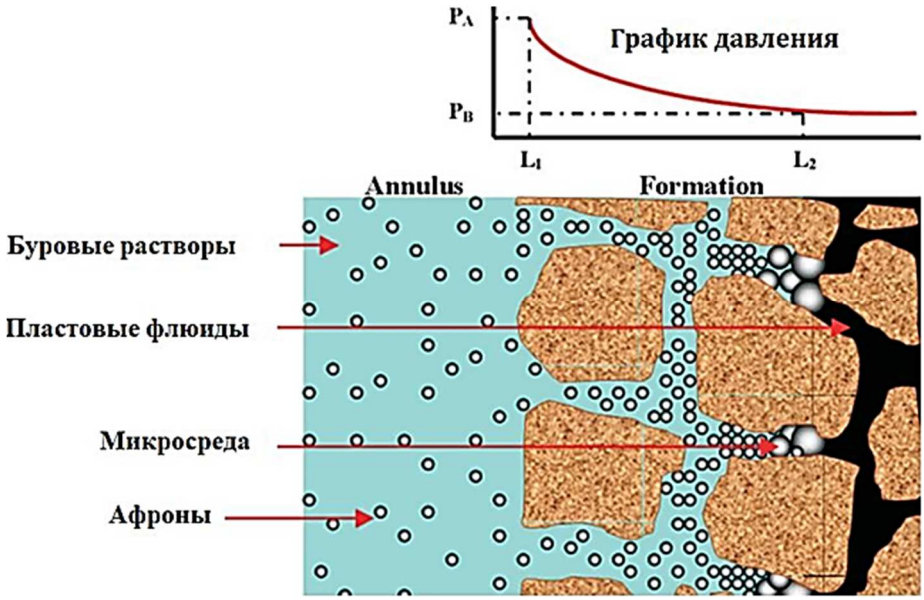


Рисунок 6 – Механизм перекрытия пласта афронами

Пузырьки афронов формируются при высоких значениях сдвиговых напряжений. В случае бурения скважин таковым является момент, когда буровой раствор выходит из насадок долота. После того как долото прошло истощённый пласт, частички афронов находятся вместе в каналах с зонами низкого давления. После этого часть энергии, накопленная каждым афроном, высвобождается и вследствие этого пузырьки расширяются. Афроны расширяются до тех пор, пока не достигается равновесие внутренних и внешних давлений на его стенке. Происходит сопротивление потоку афронов и несущей жидкости в поровые каналы и трещины пласта, и, таким образом, эффективность уплотнения, образованного афронами, зависит от размера отверстий и степени гидрофобности внешней оболочки афрона. Однако если размер каналов очень велик (некоторые трещины), то генерируемое капиллярное давление не слишком велико и поэтому уплотнения не происходит. Эти свойства афронов открывают широкий спектр их применения на различных интервалах бурения.

Также одним из преимуществ афронсодержащих растворов является то, что истощённые пласты-коллекторы, которые планируются бурить дорогой технологией на депрессии, можно пробурить на репрессии без потери результата. Буровые растворы с афронами защищают продуктивный пласт, сводя к минимуму его повреждение, благодаря превосходной совместимости или нейтральности буровых растворов с добываемыми флюидами, а также из-за отсутствия сродства афронов друг к другу и к минеральным поверхностям.

Буровые растворы с включением афронов устойчивы к обработке на виброситах с мелкими сетками, а также остаются в гидроциклонах или высокоскоростных центри-

фугах. Помимо этого, афроны не влияют на работу скважинных приборов, таких как различные телесистемы или забойные двигатели.

На рисунке 7 приведена зависимость диаметра пузырьков в обычном аэрированном растворе, в стандартном и улучшенном афроновом растворах при давлении в 3,55 МПа. Как видно из графика, обычные пузырьки просуществовали около 2 минут, стандартный афрон – 10 минут, а улучшенный – более 30 минут. К сожалению, нет информации о том, что представляет из себя улучшенный афрон, однако можно предположить, что это афрон с диаметром менее 100 мкм, т.к. именно это число указано как граничное, при котором раствор имеет улучшенные характеристики. Такой размер (< 100 мкм) пузырьков / капель, который наделяет их коллоидными характеристиками, создаёт систему, которая течёт так же легко, как псевдопластичные жидкости или вода.

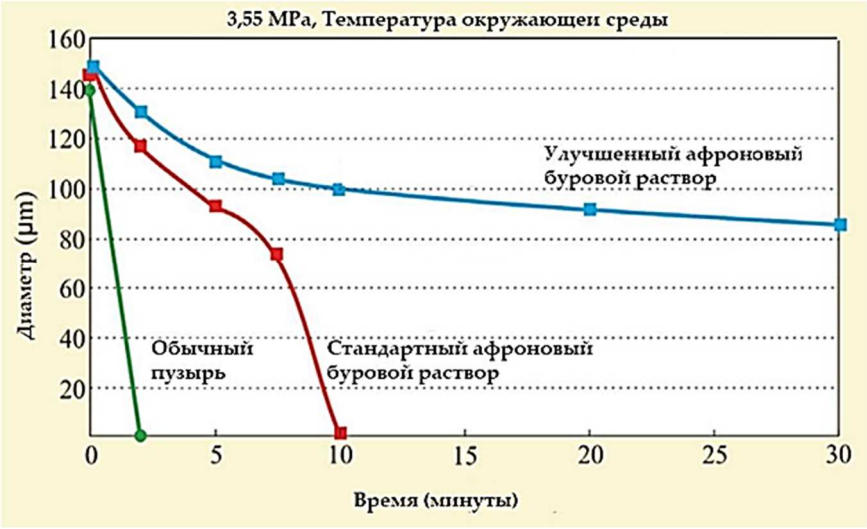


Рисунок 7 – График устойчивости афронсодержащих буровых растворов [6]

На рисунке 8 представлены наблюдения за афронами при сжатии с 0 до 20,79 МПа и последующей декомпрессии.

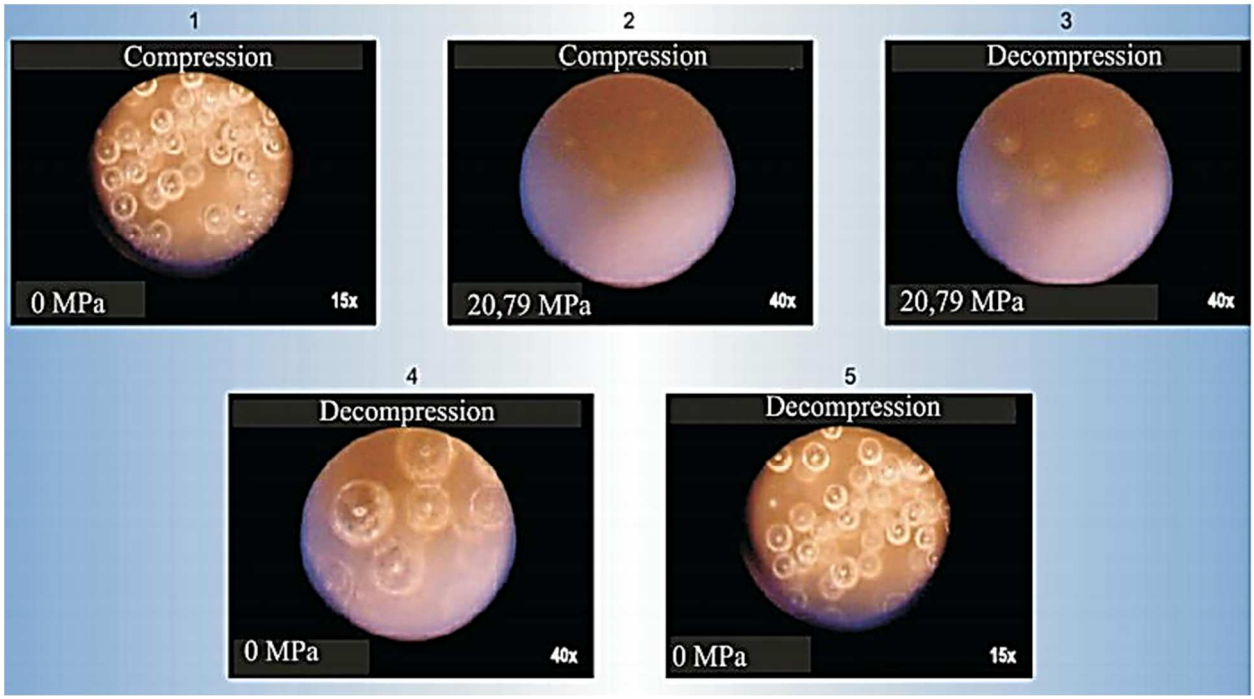


Рисунок 8 – Регенеративные способности частиц афронов

Как видно из рисунка 8, восстановительные свойства афронов по истине удивительны, они полностью восстановили свою структуру после скачка давлений в 20,79 МПа. Эти наблюдения позволяют доказать тот факт, что афроны в отличие от обычных пузырьков воздуха обладают большей устойчивостью.

Следует сказать, что афронсодержащие буровое растворы уже давно широко применяются при бурении скважин всех типов, а также при заканчивании и капитальном ремонте на месторождениях в Мексике, Южной и Северной Америке, Венесуэле и других стран. Они имеют ряд преимуществ перед обычными аэрированными растворами, такие как устойчивость при высоких давлениях, отсутствие разрушения структуры при обработке растворов виброситами, центрифугами и гидроциклонами, также для их создания не требуются компрессорные установки. Однако в отечественной практике буровые растворы на основе афронов практически не используются (по крайней мере, нет никаких данных, которые бы описывали результат их применения на отечественных месторождениях), и именно поэтому можно предположить, что данная технология является перспективной на месторождениях с осложнёнными условиями на территории Российской Федерации.

Литература

1. Аль-Кахум Р.Я.А. Применение афронсодержащих промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов с АНПД // Современная наука и образование: новые подходы и актуальные исследования: Материалы II Всероссийской научно-практической конференции (11 мая 2021 года, г. Чебоксары). – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2021. – С. 41–46.
2. Применение буровых растворов пониженной плотности для повышения качества вскрытия продуктивных пластов с АНПД / Д.Л. Бакиров [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 39–42.
3. Батыров М.И. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора / М.И. Батыров, С.И. Руденко, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
4. Белей И.В. Газожидкостные смеси в технологии строительства скважин и газобустерный способ нагнетания смесей газобустерными насосами / И.В. Белей, Ю.С. Лопатин // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 3. – С. 42–50.
5. Дашижапов Б.Б. Буровые растворы с низким удельным весом для прохождения зон с интенсивным поглощением // Молодёжный вестник ИрГТУ. – 2015. – № 4. – С. 3.
6. Мариампольский Н.А. Результаты использования электрообработанных буровых растворов / Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок, О.В. Савенок // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1997. – Вып. 4. – С. 213–221.
7. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В.В. Минибаев [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6–15.
8. Мулюков Р.А. Буровые растворы для первичного вскрытия продуктивных горизонтов с АНПД / Р.А. Мулюков, Д.Ю. Камалова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов Международной научно-технической конференции (27 марта 2020 года, г. Октябрьский). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 253–256.
9. Опыт применения буровых растворов низкой плотности для первичного вскрытия продуктивного пласта на месторождениях Пермского края / И.Л. Некрасова [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 12 (360). – С. 24-31.
10. Рабаев Р.У. К вопросу применения афронсодержащих буровых растворов для бурения скважин в осложнённых условиях на месторождениях Черноморского шельфа // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 5(133). – С. 9–23.
11. Рабаев Р.У. Опыт первичного вскрытия газоносного горизонта с афронсодержащим буровым раствором при строительстве скважины на шельфе // Нефтяная провинция. – 2021. – № 4-2 (28). – С. 435–453.
12. Бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением в Западной Сибири: прямая эмульсия «масло в воде» BARADRIL-N®/Mineral Oil / Е.В. Тихонов [и др.] // Бурение & Нефть. – 2013. – № 10. – С. 50–52.
13. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.
14. Тихонов Е.В. Анализ изменения плотности нагнетаемой в скважину аэрированной жидкости / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции

(06–07 февраля 2025 года, г. Ухта). Секция 2: Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2025.
15. Яковлев А.А. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / А.А. Яковлев, Турицына М.В. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. – № 4. – С. 42–48.
16. Яшин М.С. Применение афронсодержащего бурового раствора // Теории, школы и концепции устойчивого развития науки в современных условиях: сборник статей Международной научно-практической конференции (20 мая 2021 года, г. Калуга). – Уфа : ООО «Аэтерна», 2021. – С. 46–48.

References

1. Al-Kahum R.Ya.A. Use of aphron-containing drilling fluids for opening productive formations with abnormally low formation pressure // Modern science and education: new approaches and relevant research: materials of the II All-Russian scientific and practical conference (May 11, 2021, Cheboksary). – Cheboksary : Expert and methodological center, 2021. – P. 41-46.
2. Use of drilling mud of decreased density to enhance the quality of opening of productive formations with abnormally low formation pressure / D.L. Bakirov [et al.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2014. – № 10. – P. 39–42.
3. Batyrov M.I. The building a regression model to determine factors affecting the properties and technological parameters of the drilling fluid / M.I. Batyrov, S.I. Rudenko, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 298–315.
4. Beley I.V. Gas-liquid mixtures in well construction technology and gas booster method of pumping mixtures with gas booster pumps / I.V. Beley, Yu.S. Lopatin // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 3. – P. 42–50.
5. Dashizhapov B.B. Drilling fluid with low specific gravity for passing zones of intense absorption // Youth Bulletin of Irkutsk National Research Technical University. – 2015. – № 4. – P. 3.
6. Mariampolsky N.A. Results of using electrically treated drilling fluids / N.A. Mariampolsky, N.B. Savenok, O.V. Savenok // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar: North Caucasian branch of the Engineering academy, 1997. – Iss. 4. – P. 213–221.
7. New digital model of rig filtration solution at primary opening low permeable sediments / V.V. Minibayev [et al.] // Drilling and Oil. – 2023. – № S2. – P. 6–15.
8. Mulyukov R.A. Drilling fluids for drilling-in of productive horizons with abnormally low reservoir pressure / R.A. Mulyukov, D.Yu. Kamalova // Modern technologies in oil and gas business – 2020: Collection of works of the International scientific and technical conference (March 27, 2020, Oktyabrsky). – Ufa : Ufa state petroleum technological university, 2020. – P. 253–256.
9. Experience of using low-density drilling fluids for the initial opening of a productive formation in the fields of the Perm region / I.L. Nekrasova [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2022. – № 12 (360). – P. 24–31.
10. Rabaev R.U. On the question of afron-containing borehole mud application for drilling wells under complicated conditions on Black Sea shelf fields // Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products. – 2021. – № 5(133). – P. 9–23.
11. Rabaev R.U. The primary gas-bearing horizon opening experience with afron-containing drilling fluid in the well construction on shelf // Oil province. – 2021. – № 4-2 (28). – P. 435–453.
12. Drilling low pressure reservoirs in Western Siberia: oil in water emulsion BARADRIL-N®/Mineral Oil / E.V. Tikhonov[et al.] // Drilling & Oil. – 2013. – № 10. – P. 50–52.
13. Tikhonov E.V. Analysis of the problems of drilling wells and tapping oil and gas formations in difficult conditions // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206–222.
14. Tikhonov E.V. Analysis of changes in the density of aerated fluid injected into a well / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova // Readings of G.V. Rassokhin: materials of the International Conference (February 6–7, 2025, Ukhta). Section 2: Development and operation of oil and gas fields. – Ukhta : Ukhta state technical university, 2025.
15. Yakovlev A.A. Foundation the application and investigation of liquid-gas mixtures compositions for flushing-out borehole cavities in conditions of anomalous low formation pressure / A.A. Yakovlev, M.V. Turitsina // Bulletin of Perm national research polytechnic university. Geology. Oil and gas and mining. – 2012. – Vol. 11. – № 4. – P. 42–48.
16. Yashin M.S. Application of aphron-containing drilling mud // Theories, schools and concepts of sustainable development of science in modern conditions: collection of articles of the International scientific and practical conference (May 20, 2021, Kaluga). – Ufa : «Aeterna» LLC, 2021. – P. 46–48.