



УДК 622.276:622.24.063-047.37

Обзор / Review

© ПНИПУ / PNRPU, 2021

**Исследование безбаритных буровых растворов****Е.Л. Леушева, Н.Т. Алиханов**

Санкт-Петербургский горный университет (Россия, 119106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2)

**Research of Bare-Free Drilling Fluids****Ekaterina L. Leusheva, Nazim T. Alikhanov**

Saint Petersburg Mining University (2 21st Line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 01.02.2021. Принята / Accepted: 30.04.2021. Опубликовано / Published: 01.07.2021

**Ключевые слова:**

аномально высокое давление, утяжеляющие добавки, неорганические соли, экологически безопасные буровые растворы, бурение скважин в осложненных условиях, термостабильность, реологические параметры, ингибирование пластов, предотвращение растворения соляных пластов, предупреждение прихватов, осложнения во время бурения, обработка призабойной зоны пласта, сохранение коллекторских свойств.

**Keywords:**

abnormally high pressure, weighting additives, inorganic salts, environmentally friendly drilling fluids, drilling in difficult conditions, thermal stability, rheological parameters, formation inhibition, prevention of salt formation dissolution, prevention of sticking, complications during drilling, treatment of bottomhole formation zone, preservation of reservoir properties.

Горно-геологические условия разработки новых месторождений с каждым годом становятся сложнее. Соответственно все более важными становятся требования по обеспечению экологической и технологической безопасности процесса бурения. Для обеспечения такого процесса необходимо использовать правильно подобранные буровые растворы с надлежащими характеристиками: реологические параметры, достаточные для эффективной очистки забоя скважины, плотность, достаточную для создания противодействия, водоотдачу для обеспечения качественной фильтрационной корки. Современные экологические требования предписывают отказ от растворов на углеводородной основе. Но при использовании растворов на водной основе нет подходящих решений, особенно при их высокой плотности, так как применение барита может привести к снижению продуктивности пластов. В связи с этим осуществлен анализ проблемы и поиск вариантов для создания буровых растворов на водной основе, утяжеленных без добавления барита, обладающих свойствами сохранять стабильность ствола скважины, обеспечивать безопасное бурение и вскрывать продуктивные пласты без нанесения ущерба коллекторским характеристикам.

Такое решение было найдено в изменении базы бурового раствора – высокоминерализованные растворы или растворы на основе насыщенных рассолов. Рассолы необходимо создавать на основе неорганических солей, которые обладают хорошей растворимостью, например хлориды, бромиды. Благодаря содержанию солей растворы обладают ингибирующей способностью, а в зависимости от объема растворения можно управлять плотностью буровых растворов. Научные работы иностранных и отечественных ученых, проанализированные в статье, опубликованы в течение последних пяти лет, что говорит об актуальности данной разработки. Представлены и теоретически исследованы избранные составы, которые также были опробованы в промысловых условиях.

Mining and geological conditions for the development of new fields are becoming more difficult every year. Accordingly, the requirements for ensuring the environmental and technological safety of the drilling process are becoming more and more important. To ensure such a process, it is necessary to use correctly selected drilling fluids with proper characteristics: rheological parameters sufficient for effective cleaning of the well bottom, density sufficient to create back pressure, fluid loss to ensure a high-quality filter cake. Modern environmental requirements dictate the abandonment of hydrocarbon-based solutions. But when using water-based solutions, there are no suitable solutions, especially with their high density, since the use of barite can lead to a decrease in reservoir productivity. In this regard, the analysis of the problem and the search for options for creating water-based drilling fluids, weighted without the addition of barite, having the properties of maintaining the stability of the wellbore, ensuring safe drilling and opening productive formations without damaging the reservoir characteristics, was carried out.

Such a solution was found in changing the base of the drilling fluid - highly mineralized fluids or solutions based on saturated brines. Brines must be created on the basis of inorganic salts that have good solubility, for example, chlorides, bromides. Due to the content of salts, the fluids have an inhibitory effect, and depending on the volume of dissolution, the density of the drilling fluids can be controlled.

The scientific works of foreign and domestic scientists analyzed in the article have been published over the past five years, which indicates the relevance of this development. The selected compositions are presented and theoretically investigated, which were also tested in the field conditions.

**Леушева Екатерина Леонидовна** – кандидат технических наук, доцент кафедры бурения (тел.: +007 9117097147, e-mail: [Leusheva\\_EL@pers.spmi.ru](mailto:Leusheva_EL@pers.spmi.ru)). Контактное лицо для переписки.

**Алиханов Назим Теймурович** – магистр (тел.: +007 9502280576, e-mail: [n.alikhanov@gmail.com](mailto:n.alikhanov@gmail.com)).

**Ekaterina L. Leusheva** (Author ID in Scopus: 56609312400) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Well Drilling Department (tel.: +007 911 709 71 47, e-mail: [Leusheva\\_EL@pers.spmi.ru](mailto:Leusheva_EL@pers.spmi.ru)). The contact person for correspondence.

**Nazim T. Alikhanov** – Master's student (tel.: +007 950 228 05 76, e-mail: [n.alikhanov@gmail.com](mailto:n.alikhanov@gmail.com)).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т. Исследование безбаритных буровых растворов // Недропользование. – 2021. – Т.21, №3. – С.123-130. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.4

Please cite this article in English as:

Leusheva E.L., Alikhanov N.T. Research of Bare-Free Drilling Fluids. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.3, pp.123-130. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.4

### Введение

Создание буровой жидкости для бурения в продуктивном пласте или работы над существующей скважиной требует глубокого понимания специфики коллектора. Механизмы повреждения при бурении в продуктивном пласте включают в себя мелкодисперсную миграцию твердых частиц, набухание глины, несовместимость бурового раствора (DIF) с пластовой жидкостью, а также использование реагентов, повреждающих пласт, которые могут снизить среднюю проницаемость пласта, что приведет к более низким дебитам [1].

Подходящий буровой раствор не должен химически реагировать с разбухаемой породой и пластовой жидкостью и быть неинвазивным для сохранения исходного состояния породы. Для создания такого раствора следует осуществить правильный выбор типа коркообразующих частиц, гранулометрического состава и концентрации, основанный на морфологии породы-коллектора [2]. При надлежащем подборе быстро создается плотная тонкая фильтрующая корка, предотвращающая проникновение фильтрата и мелких буровых частиц в пласт, сводя к минимуму повреждение пласта и возможность дифференциального прихвата трубы [3].

Начало разработки месторождений, залегающих в осложненных геологических условиях, являлось вопросом времени. Однако в индустрии не было подходящих буровых растворов. Применение барита как главного утяжеляющего реагента буровых жидкостей привело к отсутствию альтернативы на рынке. Эти два фактора стали причиной возникновения ряда аварийных ситуаций и осложнений при вскрытии глубокозалегающих нефтегазоносных пластов [4].

Сложившаяся ситуация сформировала цель данной работы – исследование составов утяжеленных безбаритных буровых растворов.

### Обоснование необходимости изучения и применения утяжеленных безбаритных буровых растворов

Для бурения нефтегазовых скважин необходимы буровые жидкости. Такие буровые растворы выполняют ряд задач: их закачивают через буровые трубы, чтобы растворы выходили наружу, поднимая всю выбуренную породу, в случае остановки бурения растворы поддерживают шлам во взвешенном состоянии, смазывают и остужают долото, защищают нефтегазовые пласты от кольматации, но одна из важнейших их ролей – это замещение выбуренной породы, чтобы предотвратить приток пластовых флюидов, нарушение целостности ствола скважины [3, 5]. Буровым раствором вначале могла выступать обычная вода, такие жидкости в дальнейшем получили название – самозамес. Однако фонд легкоизвлекаемой нефти истощился, и для добычи углеводородов необходимо разрабатывать месторождения, залегающие намного глубже. Такие месторождения сложены в основном низкодебитными и малопроницаемыми коллекторами, находящимися в осложненных условиях. Поскольку весь процесс бурения характеризуется высоким давлением, температурой, соленостью [6], то современные проекты по добыче нефти не обходятся без применения новых технологий – как при бурении, так и при осваивании нефтегазоносного пласта [7].

Прогнозирование избыточного давления очень важно для планирования скважин и безопасного бурения [8, 9]. Однако точное и надежное прогнозирование требует понимания происхождения и распределения таких избыточных давлений.

Избыточное давление (аномально высокое пластовое давление) представляет серьезную геологическую опасность и проблему для бурения. На петрофизические свойства отложений влияют различные механизмы создания аномально высокого давления. Существуют два различных механизма создания избыточного давления, а именно: уплотнение породы и расширение флюида, каждый из которых имеет различные петрофизические признаки и, следовательно, различные методики прогнозирования [6, 10, 11].

Улучшенные знания о механизмах создания избыточного давления и распределении поровых давлений в пласте обеспечивают критически важную вспомогательную информацию для группы специалистов в области разведки и добычи углеводородов. Эта информация не только оказывает непосредственное влияние на стоимость и безопасность бурения, но и дает представление о ключевых данных для создания бурового раствора [12].

При выборе и создании состава бурового раствора для бурения в зонах аномально высокого пластового давления (АВПД) необходимо учитывать ряд факторов для предотвращения газодонефтепроявлений (ГНВП) и сохранить реологические характеристики при высокой температуре [13]. В настоящее время образовался технологический пробел, который представляет собой проблему для разработки систем буровых растворов на водной основе высокой плотности для скважин с высоким давлением и высокой температурой (НРПТ). Пробел образовался, поскольку невозможно создать подходящую реологию из-за осаждения утяжелителей, изменения характеристик в связи с ростом температуры вниз по стволу скважины, высокой концентрации твердых частиц для создания тяжелых буровых растворов, уменьшения эффективности полимеров вследствие отсутствия свободной воды, некачественной фильтрационной корки, приводящей к прихватам и ухудшению коллекторских свойств [3, 14, 15]. Работа в условиях узкого окна между поровым давлением и давлением начала гидроразрыва добавляет сложности при обслуживании буровых растворов, где небольшое изменение забойного давления может привести к значительному увеличению непроизводительного времени NPT из-за времени, затрачиваемого на решение возможных поглощений и проявлений флюида [16, 17].

В результате понимания механизма разрушения ствола скважины на глинистых участках появилась практика применения растворов с добавлением солей, которые стали называть ингибирующими [18, 19]. Однако даже катионы кальция, натрия и калия, попадающие в сланцы из раствора, оказывают разное влияние из-за разного диаметра гидратированных ионов [20–22].

Не только глина может стать причиной неустойчивости стен ствола скважин, солевые отложения тоже создают трудности. Практика показала, что решением является тот же подход, что и с глиной, – необходимо насыщать раствор солью. Но это работает только в случае пластов малой мощности, потому что при мощностях больше километра часто можно зафиксировать неоднородность, когда обнаруживаются агрессивные пласты, создающие неустойчивость ствола скважины из-за склонности к течению под давлением. В этом случае применяется система с добавлением сразу трех солей, например хлоридов натрия, калия и магния. Необходимо добавлять защитные реагенты: карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), крахмал – следить за водоотдачей и структурно-механическими свойствами раствора, потому что при бурении глубокозалегающих пластов следует использовать утяжеленные растворы, а для них важна кинестетическая устойчивость [3, 15, 23].

Помимо неустойчивости ствола скважин, применение раствора на водной основе при бурении в продуктивных зонах приводит к кольматации. Она может случиться вследствие нескольких причин [15]. Во-первых, это водоотдача, проникновение воды пагубно сказывается на проницаемости коллектора, потому что при смешивании воды с флюидами пласта образуется эмульсия, которая препятствует дальнейшему течению флюидов. Во-вторых, частицы, содержащиеся в растворе, могут проникать и закупоривать поры, а размер этих частиц является важным фактором при определении глубины попадания. Для предотвращения кольматации необходима качественная фильтрационная корка, которая сдерживала бы проникновение жидкой и твердой фазы в пласт. Однако создать такую корку при использовании утяжеленных буровых растворов особенно сложно.

Широкое распространение растворы на углеводородной основе получили, так как они имеют явные преимущества

перед буровыми растворами на водной основе. К преимуществам можно отнести стабильность в водочувствительных пластах, где раствор на водной основе (РВО) привел бы к сужению ствола скважины. Устойчивость ствола скважин, достигается с помощью растворов на нефтяной основе, благодаря ограничению естественной склонности глин к впитыванию воды из буровых растворов на водной основе [24]. При использовании буровых растворов на нефтяной основе вода, эмульгированная в нефтяной фазе, может быть использована с увеличенной минерализацией, тем самым уменьшая поступающую воду из пласта за счет осмотических сил. Это дополнительно стабилизирует и укрепляет скважину [25, 26].

По сравнению с РВО буровой раствор на нефтяной основе (РУО) имеет и другие преимущества, в частности, он обеспечивает более качественную смазку, а также установлено, что использование буровых растворов на нефтяной основе может привести к значительному увеличению скорости бурения. Такие преимущества важны, особенно на глубоководных месторождениях, требующих больших инвестиций. Это все диктует необходимость бурения как можно большего количества скважин с одной точки, что предполагает большие горизонтальные отклонения скважин с использованием методов наклонно направленного бурения с целью эксплуатации трудно достигаемых залежей углеводородов или поиска подходящих мест для нагнетания воды. Данный раствор долгое время являлся основным решением для вскрытия и бурения в продуктивных пластах, благодаря вышеперечисленным свойствам и углеводородной основе, которая не конфликтует с пластовыми флюидами [24, 25, 27].

Однако применение раствора не решено недостатков. Самый первый недостаток — это их дороговизна. Во вторую очередь к ним относится токсичность некоторых ароматических соединений, химических реагентов и самой дизельной основы [2, 28, 29].

Также РУО отличается от растворов на водной основе своей сжимаемостью, что приводит к сильной зависимости плотности раствора от температуры и давления [30]. В результате, в зависимости от содержания твердой и жидкой фазы, плотность РУО может изменяться во время бурения, и если это не учесть, то последствия могут быть катастрофическими [17, 31].

В индустрии долгое время решением было использование буровых растворов на углеводородной основе, а в качестве утяжеляющего агента применялся барит, которым устанавливалась необходимая плотность для обеспечения высоких значений гидростатического давления [18].

Основное преимущество барита – это плотность, которую можно создать, добавив его в раствор. Из-за отсутствия аналогов он используется, несмотря на все недостатки, а они могут стать причиной серьезных проблем. Для начала необходимо отметить, что он не растворим в воде, вследствие чего поддержание частиц барита во взвешенном состоянии является сложной задачей. Чем больше раствор находится в статическом состоянии, тем больше барита осаждается, и если буровая колонна будет находиться на забое, то осажденный барит непременно станет причиной прихвата. При необходимости применения сверхтяжелого бурового раствора в него добавляется больше барита, что увеличивает нагрузку твердой фазы, в таких случаях корка бывает толстой и рыхлой, которая может привести к прихвату буровой колонны. При бурении горизонтальных участков скважины весь шлам будет скапливаться на этой корке, и образует пробку, для устранения которой понадобится время. Если прихвата не было, то скопление барита и шлама на забое станет проблемой для старта циркуляции, необходимо будет задать высокое давление, которое насос и пласт могут не выдержать, а это в свою очередь приведет к аварии и остановке бурения или возникновению осложнения, требующего устранения [32]. Для решения проблемы следует создать такую реологию, которая обычно приводит к высокой эквивалентной плотности циркуляции (ЭЦП), добавлению большого количества дорогостоящих стабилизаторов, структурообразователей [33, 34]. В случае проникновения

пластовых флюидов в раствор произойдет быстрое ухудшение структурно-механических свойств раствора, что вновь приведет к выпадению твердой фазы в осадок [16].

Барит нерастворим не только в воде, но и в таких кислотах, как хлорная, муравьиная, лимонная, уксусная. Известно, что фильтрационная корка должна создаваться во время бурения, но после ее необходимо очищать для того, чтобы восстановить проницаемость коллектора. В случае применения барита корка обязательно будет содержать в себе его частицы, а часть проникнет в поры, и убрать его при помощи кислотной обработки не получится. Таким образом, еще до начала добычи коллекторские свойства станут хуже, и необходимо будет осуществлять интенсификацию притока или искусственное создание новых пор. Все это негативно влияет на конечную нефтеотдачу и экономическую целесообразность разработки данного проекта. Барит уменьшает выгоду проектов и вследствие своей высокой цены [28, 35, 36].

### Исследование составов и свойств безбаритных буровых растворов

Сложившаяся ситуация с тяжелыми условиями бурения пластов, когда необходима высокая плотность бурового раствора, а барит является невыгодной опцией, привели к поиску и исследованию новых утяжеляющих агентов. Как альтернатива бариту были использованы гематит, тетраоксид марганца, но они также создавали высокую нагрузку твердой фазы в растворе, при этом не придавая той плотности, которой можно было достичь баритом. Поэтому исследования продолжились, и был обнаружен еще один способ отказаться от барита или как минимум уменьшить его содержание в растворе, а именно создать буровой раствор на основе насыщенного рассола [56]. Данному исследованию большое внимание уделяют институты и компании в Китае, например одна из крупнейших компаний мира Saudi Aramco, а также такие сервисные компании, как Halliburton, Baker Hughes, Schlumberge.

Особого внимания заслуживают работы, в которых предложены новые составы таких растворов и их применение на практике. Одной из таких работ является исследование [28], ориентированное на бурение и разработку сверхглубокой залежи под горой Тянь в Китае. На месторождении успешно было пробурено 70 скважин с использованием РУО, так как применение РВО было невозможным из-за длительного нерабочего времени в результате аварий. Однако проблема состояла в негативном влиянии на окружающую среду из-за воздействия токсичного шлама и химии, входящих в буровой раствор [28]. Так как при использовании РВО одним из источников проблем являлись солеглипсовые пласты, которые загрязняли раствор, что в свою очередь приводило к изменению реологии и рапопроявлению, было принято решение о замене водной основы на рассол, насыщенный бромидом цинка. Данная соль является хорошо растворимой в воде, но выбрана она была из-за плотности  $4,219 \text{ г/см}^3$ , что позволяет без утяжелителя задать плотность раствора до  $2,3 \text{ г/см}^3$ .

Были проведены и представлены результаты по ряду экспериментов. Первый – это проверка на старение. Для этого раствор подвергали воздействию температуры  $160^\circ\text{C}$  в течение 16 ч. Результаты показали, что композиция обладает хорошей реологией в условиях высокого давления и температуры (High temperature high pressure – НТНП). При температуре  $25^\circ\text{C}$  плотность раствора  $2,34 \text{ г/см}^3$ , пластическая вязкость –  $92 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , а динамическое напряжение сдвига (ДНС) –  $17 \text{ Па}$ . После 16 ч при температуре  $160^\circ\text{C}$  плотность увеличилась на 0,2 единицы, что говорит о полном растворении соли в растворе, пластическая вязкость возросла до  $104 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , а ДНС – до  $22,5 \text{ Па}$ , что является хорошим результатом [28]. Для наглядности представим результаты для раствора следующего состава: насыщенный рассол +1 %  $\text{K}_2\text{CO}_3$  + 0,5 % ND-259 + 1,4 % ND-288 + 1 % ND-253 + 0,2 % NaOH + 1 % ND-258 + 1,5 % HM. Загуститель: ND-259. Контроль водоотдачи: ND-258. Смазка: ND-253. Ингибитор: HM. Утяжелитель: ND-288.

Таблица 1

Реологические характеристики раствора после эксперимента

Раствор	Условия	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	$\mu$ , мПа·с	ПВ, мПа·с	ДНС, Па	СНС, Па/Па	pH	НТНР, мл/мм
	25 °С	2,34	109	92	17	5/5	–	–
	160 °С · 16 ч	2,36	126,5	104	22,5	5/6,5	8	7/2

Таблица 2

Реологические характеристики раствора после старения

Параметр	Свежий раствор	Раствор после прокатки	Раствор через три дня
600 о/м	83	90	107
300 о/м	51	56	67
200 о/м	38	42	51
100 о/м	23	25	33
6 о/м	3	4	6
3 о/м	2	3	5
10 сек	2	2	4
10 мин	2	2	4
ПВ	32	34	40
ДНС	19	22	27
НР/НТ-тест на фильтрацию при 350 F, керамический диск (10 микрон)			
Мгновенная фильтрация	–	–	0
Водоотдача	–	–	2.2
Толщина корки	–	–	1,5875



Рис. 1. Шлам при прохождении: а – гипсовой породы (6675 м); б – соляного пласта (7600 м)

Данный состав бурового раствора был успешно применен на скважине КС 8-5. На практике была осуществлена оценка ингибирования соляных пластов раствором (табл. 1).

По фотографиям шлама (рис. 1), сделанными инженером на буровой колонне, видно, что шлам обладает нормальной формой, и на нем сохранились следы резцов долота, вдобавок к этому среднее увеличение диаметра ствола скважины в соляном пласте составляет 4,24 %, а в пластах над солью почти 1 %. Все это подтверждает, что раствор способен ингибировать соляную породу при высокой температуре, давлении и солёности [28]. В итоге сделаны следующие выводы о созданном растворе:

- солевые пласты под высоким давлением пробуриваются плавно, что позволяет поддерживать стабильность ствола скважины, а также правильный диаметр ствола;
- буровой раствор эффективно решил проблему прихвата труб в соляных пластах и нестабильности ствола скважины, при этом не происходит застревания труб или других инцидентов, вызванных буровым раствором, что приводит к безопасному ведению буровых работ;
- при использовании раствора на водной основе буровая бригада сталкивалась с прихватами труб на шести скважинах и 4 раза – с ГНВП, а при РУО зафиксирован только один прихват и 3 раза ГНВП. Раствор на основе рассола решил проблему непроизводительного времени и увеличил скорость проходки, таким образом повысив эффективность бурения;
- раствор можно восстанавливать и вновь использовать на других скважинах, тем самым уменьшая стоимость бурения. Данный состав бурового раствора принес потенциальную техническую и экономическую выгоду буровой промышленности, обеспечив мощную техническую поддержку для эффективной разработки сверхглубоких нефтяных ресурсов на западе Китая.

Следующая работа, представляющая интерес, это исследование рассолов двух солей: CaBr<sub>2</sub> и CaCl<sub>2</sub> [2]. Выбор именно солей кальция обоснован тем, что, например, соли натрия, хлориды, бромиды не могут создать плотность выше 1,2 г/см<sup>3</sup>, раствор формиата

калия не превышает плотности 1,3–1,4 г/см<sup>3</sup>, по этой причине добавляют формиат цезия, который является очень дорогим и не подходит по экономической составляющей.

Структурообразователи и реагенты для контроля водоотдачи можно считать двумя наиболее важными компонентами в растворах для бурения. Как правило, это полисахариды и их производные, растворимые в воде [37].

Химические вещества для создания структуры раствора, такие как ксантановая камедь, склероглюкан и диутан, могут загущать различные моновалентные и двухвалентные рассолы. Такие растворы демонстрируют отличные тиксотропные свойства, что напрямую связано со способностью к суспензии буровых растворов. Это очень выгодно, потому что способствует растворам выполнять одну из главных задач – выносить твердые частицы и буровой шлам более эффективно на поверхность; и, когда бурение остановлено, оно предотвращает осаждение твердых частиц и буровые шламы на дне скважины [38]. Для того чтобы минимизировать потерю жидкости во время буровых операций, другие биополимеры, например крахмал, также часто добавляются для того, чтобы обеспечить управление фильтрацией жидкости. Однако из-за химической природы этих биополимеров они не подходят для температур выше 300 °F. Было разработано несколько синтетических полимеров для буровых жидкостей на водной основе с высокой температурой НР/НТ [2].

При выборе полимеров руководствовались несколькими условиями. В первую очередь полимеры должны быть способны загустить рассол и придать ему тиксотропные свойства для эффективной очистки забоя и выноса шлама [39, 40]. Второе условие – это понижение водоотдачи для того, чтобы сохранить свойства коллектора. В-третьих, полимеры должны быть термоустойчивыми и поддерживать реологические характеристики как минимум три дня [38, 41].

Перед экспериментом рассол CaBr<sub>2</sub> был обработан известью в небольшом количестве и профильтрован, а рассол CaCl<sub>2</sub> был только профильтрован перед использованием. Свежеприготовленный образец бурового раствора выдерживали в автоклаве при температуре 150 °F в течение 16 ч, а затем подвергали старению при повышенной температуре. В зависимости от условий старения образец бурового раствора статически выдерживался при 450 °F в течение 16 ч или при 400 °F в течение трех дней [2, 38].

Для измерения вязкости пользовались Fann 35 и 77, чтобы проводить замеры при разных условиях. Максимальные значения: температура 400 °F и давление 10 000 psi [2]. Тесты на фильтрацию проводили при 350 °F и давлении 500 psi в течение 30 мин, результаты умножали на 2, чтобы определить значение полной водоотдачи раствора. Влияние на коллектор определяли при помощи Chandler Model 6100 на песчанике.

Перед измерением вязкости образцы выдерживали горячую прокатку при 150°F в течение 16 ч. Буровой раствор с синтетическим полимером обладает очень похожими реологическими свойствами с биополимерным раствором. Оба образца жидкости демонстрируют отличные тиксотропные свойства при низкой скорости сдвига ( $0,17 \text{ c}^{-1}$ ) вязкости в диапазоне от 3,000 до 5,000 ср и высокой скорости сдвига ( $1,021 \text{ c}^{-1}$ ) вязкости около 45 ср [2]. Высокая вязкость при низкой скорости сдвига является прямым указанием на то, что шлам и другие твердые частицы будут эффективно выноситься на поверхность, что предотвратит оседание твердой фазы при остановке бурения. Низкая вязкость на высокой скорости сдвига желательна для уменьшения давления насоса и минимизации возможности разрыва пород [38]. После измерения вязкости образцы были протестированы на термическую стабильность. Их выдерживали при температуре 300 °F (биополимерный образец) и 450 °F (образец с синтетическим полимером) в течение 16 ч. До статического старения оба образца бурового раствора имеют белый цвет и однородность. После старения образец с биополимером стал темно-коричневым со значительным осадком. Во втором образце наблюдалось лишь незначительное изменение цвета [42]. Более того, образец все еще выглядел однородным, без явного расслоения или выпадения осадка. Вязкость бурового раствора с синтетическим полимером была измерена еще раз, и обнаружено небольшое увеличение по сравнению с образцом до старения [2]. Далее образец, подверженный старению, решили проверить на фильтрацию при 350 °F с перепадом давления 500 фунтов на квадратный дюйм на диске диаметром 10 мкм. Потеря жидкости при НТ/НР составила всего 5,4 мл через 30 мин.

Приведенные выше результаты показывают исключительную термическую стабильность полимера НТ по сравнению с обычными биополимерами. Жидкость для бурения, приготовленная из полимера НТ, стабильна при температуре 450°F в течение не менее 16 ч, что увеличивает температурный предел для буровых жидкостей не менее чем на 150 °F. Кроме того, полимер НТ обеспечивает отличный контроль фильтрации жидкости даже после воздействия экстремально высоких температур [2, 38].

Для оценки термической стабильности раствора с синтетическим полимером в течение длительного периода времени был подготовлен еще один образец бурового раствора. После выдержки горячей прокаткой при 150°F в течение 16 ч образец находился при 400°F в течение трех дней (рис. 2, 3). После статического старения не наблюдалось расслоения или осаждения твердой фазы. Как и у образца, выдержанного при 450 °F в течение 16 ч, вязкость образца после старения несколько возросла, что указывает на превосходную термическую стабильность. Реология оставалась стабильной, что говорит о сохранении тиксотропных свойств жидкости. Образец также сохранил хорошие показатели водоотдачи, всего 2,2 мл через 30 мин. Результаты приведены в табл. 2 [2].

Поскольку твердые частицы в буровом растворе растворимы в кислоте и могут быть удалены кислотной обработкой, возможное повреждение пласта полимером становится важным. Показано, что разветвленные полимеры, как правило, обеспечивают меньше повреждение пласта, чем линейные полимеры. Можно ожидать, что частицы полимера будут накапливаться на поверхности пласта вместо того, чтобы вторгаться в поры. В этом случае частицы полимера после кислотной обработки могут быть легко подняты с поверхности, и ущерб будет минимальным [2].

Из всего этого следует, что исследователям удалось создать композицию бурового раствора высокой плотности, с отличными реологическими характеристиками и термоустойчивостью, а также абсолютно безопасную для коллектора.

Потенциальное повреждение пласта является одним из важнейших критериев при выборе бурового раствора и в значительной степени связано с проникновением твердых частиц или полимеров [4, 15].

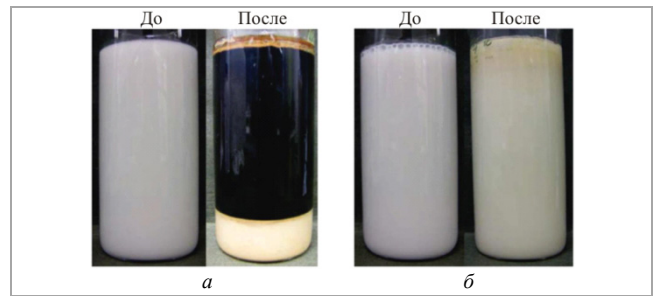


Рис. 2. Растворы после старения: а – биополимер 300 °F, 16 hours; б – НТ-полимер 450 °F, 16 hours

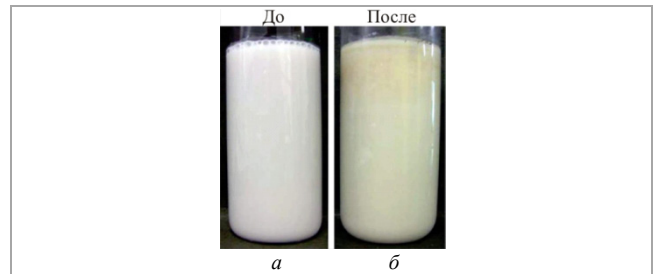


Рис. 3. Раствор: а – начальный; б – после трехдневного старения

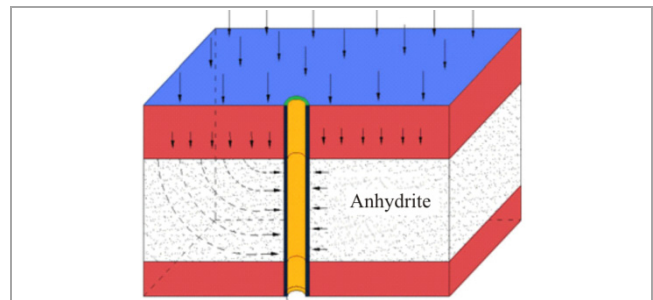


Рис. 4. Причины нарушения устойчивости стенок ствола скважины

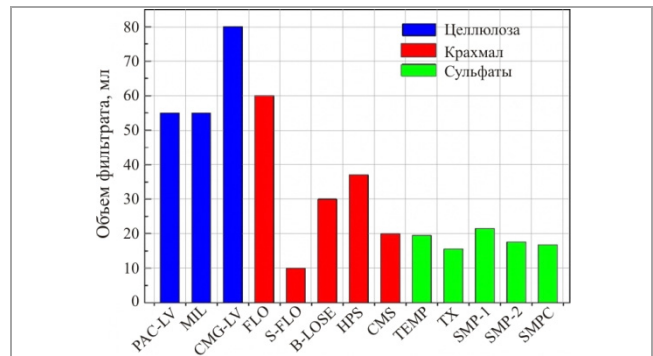


Рис. 5. Объемы фильтрата

Исследование «Изучение и разработка нового бурового раствора на основе рассола для бурения солеангидритовых пластов» было представлено в 2019 г. на международной конференции по нефтегазовому инжинирингу и посвящено проблеме разработки залежей Миссанского месторождения, находящихся под солеангидритовыми пластами сильной мощности. Слой ангидритов мощностью 800 м является ловушкой на месторождении, однако из-за этого возникает угроза нестабильности пласта, связанная со способностью соли течь в условиях нахождения под вышележащим давлением и из-за горизонтального напряжения, а также ее растворения вследствие использования РВО, что неизбежно приведет к ряду аварий во время бурения (рис. 4) [21].

Опыт бурения на месторождении Missan Oilfield свидетельствует, что солеангидритные пласты легко растворяются, что способствует пластическому течению и повторной кристаллизации солей, приводящими к прихвату

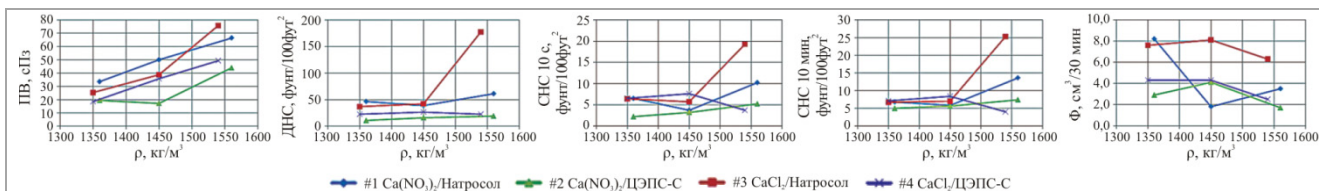


Рис. 6. Влияние плотности растворов на параметры: ПВ – пластическая вязкость, СНС – статическое напряжение сдвига, Ф – фильтрация, ДНС – динамическое напряжение сдвига

бурильной колонны, повреждению обсадных колонн и ухудшению свойств бурового раствора [21]. Мягкий аргиллит часто теряет свою опору из-за возможного растворения и обрушения пласта, поэтому является существенной угрозой для бурения. Именно поэтому было принято решение создать новый буровой раствор на основе рассола для обеспечения безопасного и экономически выгодного бурения.

Исследователями были определены следующие критерии для новой системы бурового раствора [21, 43]:

- во-первых, его компоненты должны эффективно сдерживать растворение соляной породы ради стабильности ствола скважины;
- во-вторых, полимеры должны быть солеустойчивыми для эффективного сохранения свойств бурового раствора;
- в-третьих, должна обеспечиваться высокая плотность бурового раствора для уравнивания ползучести солеангидритовых пластов, чтобы избежать таких аварий при бурении, как обрушение ствола скважины, приток пластовых флюидов и прихват бурильной трубы.

Для определения подходящих химических реагентов были разработаны эксперименты по исследованию реологии и фильтрации соляных растворов с различными добавками до и после процедуры старения. Старение раствора проходило 16 ч при температуре 100 °С. Такое старение необходимо для определения устойчивости и адаптируемости бурового раствора.

Для увеличения свойств системы, таких как ингибирование, плотность, насыщенность, можно использовать смесь солей. Как правило, для приготовления раствора используются три моновалентные катионные соли: хлорид натрия (NaCl), хлорид калия (KCl) и формиат натрия (HCOONa), которые экономически эффективны с точки зрения затрат при регулировании плотности [19, 21]. Формула раствора на основе рассола с фиксированной соленостью: пресная вода + 25wt.% NaCl + 5wt.% KCl + 8wt.% HCOONa, через которую можно получить насыщенный рассол. В системе NaCl используется как основная соль комплексной системы рассола и делает систему в частично насыщенном состоянии; KCl необходим для повышения ингибирования против образования соли и ангидритов; HCOONa может не только увеличить плотность, но и усилить способность ингибирования системы [43].

Несомненно, созданный раствор с максимальной допустимой соленостью обеспечивает ключевые преимущества: с одной стороны, система будет иметь чрезвычайно низкую растворимость по отношению к внешним солям за счет насыщенного состояния; с другой стороны, может быть снижена концентрация твердых веществ, необходимая для увеличения веса до высокой плотности, что будет способствовать стабильности ствола скважины. Образцы для экспериментов создавались с добавлением трех распространенных видов стабилизаторов – полиакриламидов (РНРА, РЛН и РЛУС), целлюлозы (РАС и СМС) и биополимеров (VIS, ХС, ХАН и МС-VIS) – для оценки их эффективности в растворах на основе рассола с целью выбора подходящего стабилизатора [22]. Состав бурового раствора на основе рассола: пресная вода + 0,6%-ный вискозификатор + (25 % NaCl + 5 % KCl + 8 % HCOONa).

Очевидно, что биополимеры демонстрируют лучшую реологию, чем другие типы загустителей, собранные здесь. Что касается типов полиакриламидов и целлюлозы, то и кажущаяся вязкость (КВ), и пластическая вязкость (ПВ) демонстрируют большую разницу до и после старения, что указывает на худшую реологическую стабильность в системе на основе рассола. Сравнивая реологические характеристики

образцов с биополимерами, VIS можно выбрать как главный структурообразующий компонент создаваемой буровой системы на основе рассола, в том числе он является экологически чистым из-за своей возможности к деградации [21, 43].

Далее рассмотрим три основных типа химических реагентов для контроля водоотдачи: целлюлозу, крахмал и сульфаты. Состав бурового раствора для тестирования не изменился, было принято решение добавлять 2 % реагента для понижения фильтрации.

В отличие от структурообразователей, все реагенты по понижению фильтрации обеспечили хорошие реологические показатели, можно предположить, что это произошло благодаря правильному выбору полимера для загущения. Однако выбирать такой реагент, опираясь на реологию, неправильно, необходимо смотреть на объем фильтрата. Результаты представлены на рис. 5 [21].

Реагенты на основе целлюлозы создают наибольший объем фильтрата, что означает худшее уменьшение фильтрации. Напротив, сульфаты демонстрируют стабильно более низкие результаты объема фильтрата – менее 20 мл. Следует отметить, что потенциальный экологический риск, связанный с обработкой сульфатами растворов, может в определенной степени ограничить их применение [21, 44]. Что касается крахмальных реагентов, то можно заметить большую вариативность значений, где S-FLO, модифицированный крахмал, лучше справляется с контролем водоотдачи, объем составляет 10 мл.

Подводя итог, можно сказать, что основная формула бурового раствора на основе рассола такова: пресная вода + 0,6wt. % VIS + 2wt. % S-FLOr + (25wt. % NaCl + 5wt. % KCl + 8wt. % HCOONa). Построенный буровой раствор на основе рассола будет не только устойчив к загрязнению солью, но и по своей природе неактивен к солеангидритным пластам [21].

Опыты по разработке минерализованных растворов есть и в отечественной практике. На Волго-Уральском месторождении пласты сложены аргиллитами, что приводит к неустойчивости стенок скважины, затрудняется проведение геофизических работ. Строительство скважины можно завершить только перебуриванием тяжелых участков. Поиску решения проблемы посвящено исследование В.В. Живаевой, О.В. Ножкиной и В.А. Капитонова [45]. Ими были определены причины сложившейся ситуации: недостаточная плотность и низкая ингибирующая способность применяемых растворов. Данные проблемы присущи всем горизонтальным скважинам на пластах сингойской и баженовской свит в Западной Сибири.

При бурении секций скважин с зенитным углом больше 60° происходит недопуск обсадных колонн из-за сужения ствола скважины. Основным способом предупреждения было увеличение концентрации ингибирующих реагентов, однако это не является выходом, так как увеличивается общее содержание твердой фазы. Для утяжеления концентрацию карбоната кальция делают выше 300 кг/м³, что пагубно влияет на реологические характеристики раствора (увеличение реологии приводит к росту гидродинамических нагрузок на стенки скважины при циркуляции, а это способствует образованию каверн и трещин) [45].

Для строительства протяженных горизонтальных участков в таких условиях необходимо использовать буровые растворы плотностью 1,4–1,5 г/см³, но создание такой плотности классическими утяжелителями приводит к негативным последствиям: увеличению реологии, толщины корки, к невозможности управлять свойствами раствора при низких скоростях сдвига. Перечисленное приводит к трудностям при СПО, высокому давлению на насосах при промывке скважины, возникновению критических моментов

вращения бурильной колонны [36]. Авторами предлагается система бурового раствора, плотность которого задается неорганическими солями, а именно хлоридом и нитратом кальция. Такие растворы не являются сиюминутным решением проблем, необходимо найти оптимальное соотношение концентраций солей для синергетического эффекта, изучить опасность, создаваемую коррозионной активностью рассолов двухвалентных металлов, и подобрать полимеры для высокоминерализованных растворов [45].

Основываясь на предыдущих работах, выявлено, что в качестве полимеров широко применяются крахмальные реагенты и эфиры целлюлозы. Данные биополимеры обладают рядом недостатков, во-первых, они могут создать высокую реологию, которая не подойдет для используемого режима бурения, во-вторых, у них диапазон температур накладывает ограничения по применимости [19, 22, 38].

Авторы решили попробовать новый полимер, разработанный специально для использования в высокоминерализованных растворах – ЦЭП-С, производная поливинилового спирта с термостойкостью до 100 °С [22]. Задачей было разработать состав бурового раствора с минимальными реологическими и фильтрационными характеристиками при максимально возможной плотности. Для тестирования были созданы образцы растворов на основе смеси хлоридов и нитратов кальция со следующими плотностями: 1,35; 1,45; 1,56 г/см<sup>3</sup>. Растворы были поделены на группы в зависимости от преобладания неорганической соли и реагентов, контролирующей водоотдачу: ЦЭП-С и «Натросол» (гидроксилэтилцеллюлоза) [45].

Анализируя графики с результатами тестов (рис. 4), сразу стоит отметить, что ЦЭП-С в образцах с большей плотностью и концентрацией обеспечивает фильтрацию жидкой фазы меньше, чем растворы, использующие гидроксилэтилцеллюлозу (ГЭЦ) в качестве стабилизатора [46]. Вместе с этим растворы с ГЭЦ обладают большими значениями пластической вязкости и динамического напряжения сдвига. Таким образом, растворы, стабилизированные ЦЭП-С, соответствуют оптимальным значениям реологических характеристик, а именно: пластическая вязкость не превышает 35 сП и динамическое напряжение сдвига меньше 26 фунт/100 фут<sup>2</sup>. Фильтрация же составила 4 см<sup>3</sup>/30 мин, а при условии высокого давления и температуры не превысила 8 см<sup>3</sup>/30 мин. Так как раствор создается для бурения протяженных горизонтальных участков, тиксотропные свойства очень важны, и растворы с ЦЭП-С обладают лучшими структурно-механическими свойствами – это 7/8 фунт/100 фут<sup>2</sup> (10с/10мин) [45].

Для разработанных составов буровых растворов различных плотностей, созданных при помощи изменения соотношения концентраций хлорида и нитрата кальция, были проведены исследования по их коррозионной активности в соответствии с ГОСТ. Исследования проходили как при поверхностных, так и в скважинных условиях с нагреванием до 90 °С. Для определения наиболее подходящего соотношения солей исследования осуществляли без добавления ингибиторов коррозии. Как известно, коррозия зависит от водородного показателя раствора, если среда будет кислая, то коррозионная активность растет. Предпочтительное значение коррозии меньше 0,12 мм в год, это возможно достигнуть только при pH от 7 до 8,5 [12, 14]. Результаты исследования представлены авторами в виде диаграммы, приведенной на рис. 7 [45].

Из данных рис. 7 видно, что в растворах с преобладающим содержанием в смеси солей нитрата кальция скорость коррозии не изменяется при выдерживании

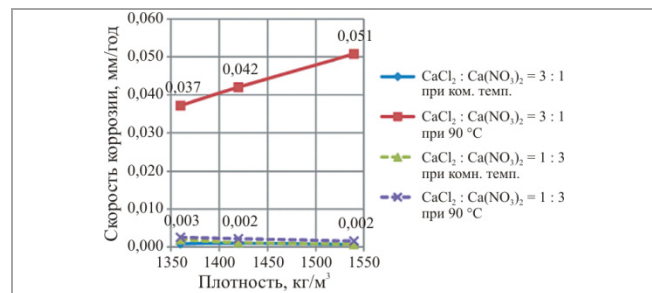


Рис. 7. Скорость коррозии при разных плотностях раствора

в поверхностных и скважинных условиях, что говорит о низкой коррозионной активности исследуемого образца. С раствором, содержащим больше хлорида кальция, ситуация обстоит иначе: при комнатной температуре скорость коррозии равняется 0,003 мм в год и с ростом плотности не изменяется, но эти же растворы при высокой температуре принимают значения, возрастающие в разы. Несмотря на это, даже самое высокое значение, 0,051 мм в год, находится в допустимых пределах. Таким образом, скоростью коррозии можно управлять при помощи регулирования содержания нитрата кальция, а также добавлением небольшого количества щелочи. Наиболее значимым полученным результатом является доказательство отсутствия значимой связи между скоростью коррозии и температурой. По итогу исследования данные растворы обладают свойствами, подходящими для практического применения [45].

Основываясь на проведенных исследованиях, авторы выделили оптимальные составы буровых растворов, которые следует опробовать на практике, и в случае положительных данных их можно будет применять на других месторождениях с похожими горно-геологическими условиями. Для первых практических опытов можно рекомендовать композицию с преобладающим содержанием нитрата кальция и биополимером ЦЭП-С, так как данный раствор обладает подходящими реологическими характеристиками с оптимальным псевдопластическим течением [47]. Данный раствор содержит минимальное количество твердой фазы, устойчив к коллоидной фазе и характеризуется минимальной фильтрацией, что положительно сказывается на свойствах продуктивных пластов. Дополнительно ко всем преимуществам раствор обладает возможностью многократного использования и простого приготовления [45].

### Заключение

1. Переход к разработке месторождений, находящихся в осложненных условиях, вынуждает использовать утяжеленные буровые растворы, где главным утяжеляющим реагентом является барит.
2. Как правило, продуктивные пласты вскрываются растворами на углеводородной основе, применение их в осложненных условиях является менее выгодной опцией из-за высокой цены и влияния на окружающую среду. Применение бурового раствора на водной основе с баритом является еще большей проблемой.
3. На рынке отсутствуют технологические решения для безопасного бурения с применением утяжеленного безбаритного бурового раствора на водной основе.
4. Вопрос о замене барита является актуальным во всем мире, так как его применение технологически нецелесообразно.
5. В настоящее время существует большое количество исследований, посвященных созданию буровых растворов, утяжеленных неорганическими и органическими солями.

### Библиографический список

1. Alternative High Density Brines / Champeau Mathieu, Xia Wei, Phillip Jackson, Changping Sui, Joyce Zhang, Albert Okhrimenko // SPE Offshore Europe Conference and Exhibition. – 2019. – September 04. – DOI:10.2118/195743-MS
2. Zhou Hui, Deville Jay P., Chesnee L., Davis. Novel High Density Brine-Based Drill-In Fluids Significantly Increased Temperature Limit for HP/HT Applications // D0125020R003. – London, England, UK. SPE. 2015. DOI: https://doi.org/10.2118/173075-MS
3. Fattah K.A., Lashin A. Investigation of Mud Density and Weighting Materials Effect on Drilling Fluid Filter Cake Properties and Formation Damage // Journal of African Earth Sciences. – 2016. – Vol. 117. – P. 345–57. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2016.02.003
4. Paradigm Shift in Reducing Formation Damage: Application of Potassium Formate Water Based Mud in Deep HPHT Exploratory Well / Al-salali, Yousef Zaid, Haifa Al-Bader, D. Vidyaagar, A. Manimaran, S. Packirisamy, Abdulla Al-Brahim // SPE-163301-MS. – Kuwait City, Kuwait: SPE, 2012. – Vol. 1, 2. DOI: https://doi.org/10.2118/163301-MS
5. Sukhobok O. Drilling Fluid Rheology Under High Pressure High Temperature Conditions and Its Impact on the Rate of Penetration // Proceedings of the Nigeria Annual International Conference and Exhibition, April 05, 2017, D0115003R001. – Bergen, Norway: SPE, 2017. DOI: https://doi.org/10.2118/185916-MS
6. High Density Drilling Fluids for Managed Pressure Drilling / Waqar Vikant, Abdullah S. Al-Yami, Mohammad Aljbran, Hussain Al-Bahrani // SPE-192248-MS. – Dammam, Saudi Arabia: SPE, 2018. DOI: https://doi.org/10.2118/192248-MS
7. Чаяндиское месторождение – проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири // А.В. Давыдов, А.В. Погребный, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, А.П. Правдухин, А.Р. Курчиков, В.Н. Бородин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 2. DOI: https://doi.org/10.26907/2224-9923.2017.2.2
8. Moradi S.S.T., Nikolov N.L., Chudinova I.V. Geomechanical Analysis of Wellbore Stability in High-pressure, High-temperature Formations // Proceedings of the Europe Conference & Exhibition. – Paris, France, 2017. DOI: 10.3997/2214-4602.201701463
9. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions / S.S.T. Moradi, N.L. Nikolov, I.V. Chudinova, A.S. Martel // Geomechanics and Engineering. – 2018. – Vol. 16 (3). – P. 331–339. DOI: 10.12089/gae.2018.16.3.331
10. On the Mechanisms of the Formation of Zones with Abnormally High Rock Pressure and Methods for Predicting Them in Undeveloped Rock Systems / A. Islamov, D. Kolujaev, R. Faskhutdinov, S. Vereschagin // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2018. – October 16. – Moscow, Russia: SPE, 2018. DOI: https://doi.org/10.2118/191501-18RPTC-MS
11. Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., Mintzaev M.Sh. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling // Journal of Mining Institute. – 2021. – Vol. 247. – P. 1–9. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7

