

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ И ТАМПОНИРУЮЩЕЙ СИСТЕМ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ БУРОВЫМ РАСТВОРОМ НА ОСНОВЕ ПОЛИСУЛЬФОНАТА АМИНА КАЛИЯ (NPAP-2) ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ГЛУБОКИХ СЛОЖНЫХ ПЛАСТАХ

© 2023 г. Shuo Yang¹, Song Deng^{1,*}, Yixin Zhang¹, Xiaopeng Yan¹, Hongda Hao¹, Caibao Wang¹, Lei Wang²

¹ School of Petroleum Engineering, Changzhou University, Wujin District, Changzhou, 213164 China

² Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Chaoyang District, Beijing, 100083 China

*E-mail: dongsong@cczu.edu.cn

Поступила в редакцию 18 февраля 2022 г.

После доработки 20 октября 2022 г.

Принята к публикации 8 декабря 2022 г.

В качестве примера изучения причин неустойчивости ствола скважины в сложных пластах и поиска соответствующих решений был выбран блок А Джунгарского бассейна (Junggar Basin), Китай. По результатам исследования образцов керна на этом участке и анализа данных каротажа сделан вывод, что микротрещины, образованные в скальном слое блока, являются естественными каналами для поступления фильтрата. Показано, что после взаимодействия с фильтратом происходит гидратация чувствительных к воде глинистых минералов пласта. Благодаря оптимизации состава была предложена наноструктурированная высокоингибированная и сильная тампонирующая система бурового раствора на основе полисульфоната амина калия (NPAP-2), которая обеспечивала: общее использование асфальтового реагента против осыпания породы пласта для физического закупоривания нано- и микромасштабных трещин (зазоров); инверсионное смачивание для регулирования поглощения поверхностных вод; химическое ингибирование внутренней гидратации. Эксплуатационные испытания показали, что при этом потери воды при высокой температуре и высоком давлении (НТНР) в системе бурового раствора составляют менее 10 мл, степень извлечения образца породы – более 86%, вязкость остается приемлемой, скорость расширения ствола скважины составляет – более 89%, потери от фильтрации снижаются с 8 до 5 мл. Показано, что NPAP-2 может снизить активность жидкости для усиления ингибирования, эффективно повысить устойчивость бурового раствора к оседанию, уменьшить фильтрацию и обеспечить устойчивость ствола скважины.

Ключевые слова: Джунгарский бассейн, сложный пласт, неустойчивость ствола скважины, давление обрушения, буровой раствор

DOI: 10.31857/S0028242123010100, **EDN:** UNHIWP

ОБОЗНАЧЕНИЯ

НТНР – высокая температура и высокое давление

АМ – акриламид

АМPS – 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота

АН – наночастицы асфальта

АЕС – карбоксилат полиоксиэтиленового эфира додецилового спирта

АЕС-N – противоударная смазка на основе карбоксилата полиоксиэтиленового эфира додецилового спирта, тионилхлорида SOCl_2 и N,N-диметил-1,3-пропандиамина

BSP – порошок семян базилика

CMC-LV – карбоксиметилцеллюлоза

CXP-2 – состав из смеси сульфата и хлорида магния

FA367 – цвиттерионный полимерный загущающий агент для покрытия; основной компонент – карбоксиметилцеллюлоза натрия – линейный высокомолекулярный полимер с катионными, анионными и неионными группами, введенными в молекулу

FF-III – эмульгированный асфальт

GF-1 – наномикронный тампонажный агент широкого спектра действия; содержит в качестве наночастиц силикон, в качестве базовой жидкости – эпоксидную смолу

HA-1 – гиалуроновая кислота

KPAM – полиакрилат калия

NPAP-2 – система бурового раствора на основе полисульфоната амина калия

NW-1 – кислота Невилла–Винтера $C_{10}H_8O_4S$

P(MPTC-co-NaSS) – гидрогель на основе полиамфолита с сульфированными и четвертичными аммониевыми функциями для предотвращения потери жидкостей в пласте

PAC-HV – полианионная целлюлоза

PB-1 – термопластичная смола из 1-бутена

PFL – анти-высокотемпературный полимерный фильтрат-редуктор, полученный сополимеризацией акриламида, акрилонитрила, натрия 2-метилпропансульфоновой кислоты, мономера диенсульфоновой кислоты и щелочи

PSW-2 – система водных буровых растворов на основе полиаминового ингибитора SMJA

PVPK90 – поливинилпирролидон

QS-2 – связующий агент из вяжущего безводного силиката кальция

RH-97D – составная смазка для буровых растворов на основе натурального эмульгированного масла

SHC – восстановители фильтрата, полученные на основе сопряженной реакции гидроксида алюминия, триоксида серы и *n*-бутанола

SMC – восстановители фильтрата; получены на основе бурого угля в условиях сульфидующего агента при подходящей температуре (производное гуминовых кислот)

SMJA-1 – смазка буровых растворов высокой плотности на основе полиолов и длинноцепочечных жирных кислот, содержащих двойные связи

SMJH-1 – модификация смазки буровых растворов высокой плотности на основе полиолов и длинноцепочечных жирных кислот, содержащих двойные связи

SML-4 – восстановители фильтрата, содержащие карбоксильные, амидные, эфирные и амино-группы

SMNA-1 – тампонирующий асфальт, препятствующий осыпанию породы пласта

SMP-2 – сульфонатно-фенольная смола

SPNH – сульфированная бурая смола для снижения текучести

SPT-2 – полисульфонатное средство против шелушения ствола скважины при бурении

SY-A01 – эмульгированный асфальт

XG-AA/AM/AMPS – камеди на основе акриловой кислоты, акриламида и 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты; клеящее средство

Yjq – катионный эмульгированный асфальтовый порошок

Неустойчивость ствола скважины, вызванная сложными пластами, – распространенная проблема буровой практики при разведке и разработке нефтяных месторождений, приводящая к экономическим потерям и снижающая эффективность бурения на месторождении. Обрушение стенки скважины может быть вызвано геологическими причинами или тектоническими движениями, которые приводят к разнонаправленному выдавливанию. Внутренняя сила пласта не уравновешена. После бурения исходное состояние равновесия нарушается, что приводит к снижению устойчивости стенки скважины и ее обрушению. Кроме того, пласты имеют большое количество пор, образующих каналы для движения пластового флюида, в результате чего происходит гидратация пласта, приводящая к неустойчивости ствола скважины; это наносит большой экономический ущерб и поэтому является предметом исследования многих отечественных и зарубежных ученых. Важное средство решения этой проблемы – регулирование плотности и улучшение характеристик бурового раствора. В настоящее время существуют два основных типа

буровых растворов, препятствующих обрушению: ингибиторы обрушения; тампонирующие буровые растворы.

Ингибиторы, препятствующие обрушению, также делятся на два типа: полимеры и гуминовые кислоты. Полимер вводит в буровой раствор, в основном, катионные мономеры (ион калия, ион аммония и т. д.), а также выполняет функции повышения вязкости и снижения поглощения пластом бурового раствора. В исследовании Zheng L. с сотр. [1] разработана система буровых растворов на основе полимера с низким содержанием твердой фазы и раствора KCl для тампонирования пласта. Результаты показывают, что система буровых растворов может эффективно повышать сопротивление пласта флюидам и обрушению. В исследовании Yang L. с сотр. [2] разработан закачиваемый самовосстанавливающийся гидрогель на основе полиамфолита с сульфированными и четвертичными аммониевыми функциональными группами (P(MPTC-co-NaSS)) и всесторонне оценен с точки зрения предотвращения сильной потери жидкости в пласте; результаты соответствующих испытаний свидетельствуют о его долгосрочной мощной блокирующей способности. Однако буровой раствор полимерного типа имеет ограниченную термостойкость и оказывает определенное влияние на реологические свойства бурового раствора. В исследовании Kai C.-M. с сотр. [3] разработан предотвращающий обрушение буровой раствор на основе полимера, который решил проблему неспособности выдерживать высокие температуры, но не решил проблему влияния на его реологические свойства.

Гуминовые кислоты обладают способностью противостоять высокой температуре. Их модифицируют введением солей алюминия, полимеров, асфальта и органического кремния. Действие, препятствующее обрушению, основано на введении катионов или других функциональных групп, что в основном усиливает эффект снижения потери жидкости. Sun W.J. с сотр. синтезировали органическую систему бурового раствора на основе гуминовой кислоты и диэтаноламина кокамида. Эксперименты показывают, что они хорошо влияют на снижение фильтрационных потерь и улучшение реологических свойств буровых растворов [4]. Однако буровой раствор на основе гуминовых кислот

оказывает общее действие, препятствующее обрушению, на твердые и хрупкие аргиллиты.

Реагенты для тампонирования и предотвращения обрушения стволов скважин доступны в виде силикатов, полиспиртов, битумов и наночастиц. Силикаты образуют защитную пленку на поверхности пластовой породы за счет адсорбции и химического осаждения, что препятствует проникновению фильтрата бурового раствора в пласт, снижает склонность глинистых минералов к гидратации и диспергированию, предотвращает обрушение и стабилизирует стенки скважины. В работе You F.-с сотр. была синтезирована смазка (AEC-N), препятствующая налипанию породы на долото, с использованием карбоксилата полиоксиэтиленового эфира додецилового спирта (AEC), тионилхлорида (SOCl_2) и N,N-диметил-1,3-пропандиамина в качестве исходных материалов. Экспериментальные результаты показывают, что система может эффективно улучшить смазывающие и фильтрационные свойства силикатных буровых растворов [5]. Однако у силикатной системы высокое значение pH, затруднен контроль реологии бурового раствора и недостаточная термостойкость.

Полиспиртовой буровой раствор использует эффект точки помутнения для образования гидрофобной масляной пленки на стенке скважины, закупоривания пор породы, снижения фильтрационных потерь, стабилизации стенки скважины и повышения смазывающей способности. Он обладает преимуществами, которые выражаются в отсутствии токсичности и легкости биоразложения. Jiang G. с сотр. изучали влияние различных жидкостей на характеристики синтетических полиспиртовых буровых растворов; результаты показывают, что глина + PVPK90 и другие вещества позволяют значительно улучшить их характеристики [6]. В исследовании Zhang G. с сотр. разработана система предотвращения обрушения на основе асфальта: 3% сульфированного асфальта + 3% эмульгированного асфальта + 3% карбоната кальция. Модифицированная система обладает более высокой способностью к герметизации и ингибированию в полевых условиях, что эффективно снижает риск обрушения [7]. В работе Xiong Z. с сотр. был приготовлен реагент с температурой размягчения 35°C, препятствующий обрушению при использовании асфальта в качестве сырья. Эксперименты показали, что

система обладает превосходными смазывающими свойствами, которые позволяют деформировать и цементировать трещины при низкой температуре для герметизации пласта и снижения риска обрушения [8]. В этом случае система обычно имеет более низкую температуру помутнения и ограниченную термостойкость.

Система асфальтового бурового раствора размягчается и деформируется вблизи температуры размягчения за счет твердых частиц асфальта, закупоривая микротрещины и поры ствола скважины и реализуя эффект предотвращения обрушения. В работе Xionghu Z. с сотр. синтезировали буровой раствор на основе наночастиц асфальта (AN) с использованием синтезирующих битумных порошков с хлоруксусной кислотой (ClCH_2COOH) для улучшения тампонирующей способности бурового раствора. Результаты экспериментов показывают, что наночастицы бурового раствора этой системы могут эффективно герметизировать мелкие трещины [9]. Однако температура размягчения существующего асфальтового реагента, препятствующего оседанию пластов, обычно низкая ($<160^\circ\text{C}$), а содержание асфальта в используемом для обработки реагенте недостаточное. В системе на основе наночастиц применяются частицы наномикронного размера для заполнения и герметизации микротрещин сланца, в основном с использованием метода инертного заполнения и тампонирования. Wang B. с сотр. разработали систему бурового раствора на базе сланцевой воды с низкой активностью свободной воды (PSW-2), основанную на нанотампонировании. Промысловое применение показывает, что ее можно эффективно диспергировать в различных трещиноватых пластах, при этом наночастицы значительно улучшают тампонирующие свойства, снижают ингибирующий эффект повышения активности жидкой фазы и обеспечивают устойчивость ствола скважины [10].

В настоящее время в различных странах возрастает актуальность вопросов охраны окружающей среды, поэтому разработка экологически чистого реагента, препятствующего оседанию пластов, неизбежна. В работе Qu Y.Z. с сотр. проведена оценка свойств легкоразлагаемых щелочных диаминов как реагентов, препятствующих обрушению стенок скважин. Результаты тестов на погружение и эксперименты с линейным расширением показывают,

что с увеличением содержания C^+ растворяющая способность и биотоксичность щелочных диаминов снижались и они имели лучшие экологические характеристики [11]. Одновременно Qu Y.Z. с сотр. разработали реагент, препятствующий оседанию пластов, с высокой способностью к биоразложению и хорошими экологическими характеристиками, используя алкилдиамин в качестве основного материала [12]. Wang S. с сотр. приготовлен экологически чистый новый низкотемпературный буровой раствор с растительной камедью кули. После экспериментальных проверок оказалось, что эта система бурового раствора придает скважине хорошую устойчивость к обрушению и имеет низкотемпературные реологические свойства [13].

Duarte A.C.R. с сотр. проанализировали растворы для подводного бурения различного молярного состава на основе глицерина (100% глицерина, 50% глицерина/50% морской воды и 40% глицерина и 60% воды). Результаты экспериментов показали, что растворы имеют сходную плотность и реологические свойства с синтетическим буровым раствором при температуре $20\text{--}80^\circ\text{C}$ и давлении $0\text{--}55$ МПа [14]. Paixão M.V.G. с сотр. изучали влияние наночастиц на улучшение характеристик аккумуляции тепла, чтобы свести к минимуму влияние охлаждения на реологические свойства бурового раствора [15]. Zhu W. с сотр. исследовали применение бурового раствора на основе коллоидного газового афрона в глубоких скважинах при температуре выше 150°C . Результаты показали, что новые экологически безопасные производные камеди XG-AA/AM/AMPS могут сохранять приемлемые свойства и реологические параметры при температуре 180°C [16]. Mech D. с сотр. [17] разработали неповреждающий буровой раствор на основе рисовой шелухи, который может уменьшить растрескивание пласта. В соответствии с результатами экспериментов, реологические свойства нового бурового раствора стабильны, а фильтрационные потери значительно снижены. Однако поскольку в этом исследовании проблема гидратации не изучалась, данный раствор нельзя использовать в качестве бурового раствора, препятствующего обрушению стенок скважины.

Различные компоненты в буровом растворе могут замещать друг друга и оказывать взаимное влияние, но для каждого конкретного пласта необхо-

димо проводить оценку оптимизации. Murtaza M. с сотр. использовали плоды окры для замены ингибитора в буровом растворе и проводили с ней эксперименты [18]. Результаты показывают, что окру можно использовать в качестве заменителя крахмала в буровом растворе, не изменяя другие его характеристики. Rezaei A. с сотр. изучили возможность повторного использования пластовой воды в качестве ингибитора для буровых растворов на водной основе. С помощью измерения индекса свободного набухания, скорости седиментации и дзета-потенциала, экспериментов с буровым шламом и диспергированием, а также анализа среднеквадратичных ошибок (MSE) было показано, что пластовую воду можно использовать в качестве бурового раствора на водной основе [19]. Кроме того, была изучена возможность ингибирования воды буровым раствором. Ettehad A. с сотр. испытали два буровых раствора – сепиолитовый и бентонитовый. Результаты показали, что при температуре 50°C бентонитовый раствор обладал большей стойкостью геля и более высокой механической устойчивостью, чем образцы сепиолитового раствора [20]. Gao X. с сотр. использовали порошок семян базилика (BSP) в качестве добавки к буровому раствору на водной основе и проверяли его химический состав, водопоглощение и реологические свойства [21]. Результаты показали, что добавление BSP в бентонитовую суспензию эффективно улучшало реологические свойства и характеристики фильтрации при высокой температуре и ингибировало ксантановую камедь. Порошок семян базилика оказался пригодным для замены традиционных полимеров.

Peixoto R.D.L. с сотр. синтезировали децилметилкарбонат и исследовали его непрерывную фазу в качестве синтетической основы бурового раствора. Результаты показали, что пластическая вязкость, начальный предел текучести геля и фильтрация являются удовлетворительными, это позволяет использовать данный состав в качестве заменителя бурового раствора на синтетической основе [22].

После продолжительной закачки буровой раствор может оказывать определенное влияние на проницаемость пласта. Так, Shen X. с сотр. получили нанокристаллы карбоксиметилцеллюлозы и превратили их в ингибиторы коррозии сланцев в буровых растворах на водной основе [23]. Не J.

с сотр. изучали изменения стойкости к фильтрационным потерям и газоотдачи сланцев после закачки бурового раствора. Результаты показали, что после закачки бурового раствора проницаемость значительно уменьшилась, а сопротивление просачиванию и потери газа возросли с увеличением времени закачки [24]. Bavoh C.B. с сотр. синтезировали новую систему бурового раствора и оценили ее. Результаты показали, что удельная теплоемкость новой системы выше, чем у воды [25].

Zhao K. [26], Liu X.L. [27] и Chen Z.X. с сотр. [28] также начали изучение вопроса с причины нестабильности ствола скважины, вызванной изменениями минерального состава породы, чтобы найти буровой раствор, который может помочь решить такие проблемы.

Однако проблема гидратации пласта, вызванная буровым раствором, не рассматривалась. Поэтому в данной работе в качестве объекта исследования был выбран блок А Джунгарского бассейна, очень подверженный гидратации пласта во время бурения. Для разрешения проблемы неустойчивости ствола скважины в ходе большого количества экспериментов были найдены оптимальные композиционные антифрикционные реагенты для предотвращения обрушения стенок скважины, обеспечения совместимости и тампонирувания. Получена эффективная система бурового раствора против осыпания породы для сложных пластов, которая решает проблему неустойчивости ствола скважины.

АНАЛИЗ НЕУСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Джунгарский бассейн обладает богатыми запасами нефти и газа, что является одним из важных направлений разведки и разработки данных ресурсов в Китае. Пласт залегает на большой глубине, поэтому в процессе разведки и разработки была обнаружена неустойчивость ствола скважины, что стало серьезной проблемой при бурении. Основные отложения Джунгарского бассейна (снизу вверх) – каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные [29, 30]. Песок и аргиллиты в слоях верхнего палеогена и неогена относительно мягкие и хорошо поддаются бурению, но песчаник обладает высокой проницаемостью и легко образует толстые

глинистые корки, а аргиллит хорошо гидратируется и набухает, сужая зазоры. Блок А Джунгарского бассейна выделяется наиболее сложным пластом и наиболее серьезной неустойчивостью ствола скважины. Поэтому большое значение имеет изучение технологии стабилизации ствола скважины на этом блоке [31].

Статистические данные показывают, что в пяти из восьми пробуренных скважин в блоке А Джунгарского бассейна случаются прихваты, а неустойчивость ствола скважины в пласте ниже реки Циншуй (Qingshui River) – очень распространенное явление, приводящее к многочисленным прихватам при бурении (до 15 раз). Частота обрушения и падения породы возрастает с увеличением времени пропитки буровым раствором. В процессе бурения крутящий момент бурового долота сильно меняется, в этих условиях поворотный стол бурового ротора регулярно останавливался. Буровое долото часто сталкивается с препятствиями и заклинивает во время спуска и бурения. Основная причина этого заключается в том, что в данной области велико поперечное напряжение пласта. Для компенсации напряжения, вызывающего обрушение пласта, постепенно увеличивают плотность бурового раствора на участке скважины с 1.35 до 1.85 г/см³, улучшая ситуацию в забое. Так, в скважинах X1 и X2 блока А Джунгарского бассейна произошли аварии с прихватом из-за обрушения ствола скважины в группе Тугулу (Tugulu) мелового периода. В связи с аварией и длительным периодом строительства, в скважине X1 коэффициент расширения диаметра частичного участка при измерении во время заканчивания скважины составляла 40–198%. Это свидетельствует об увеличении вероятности обрушения пласта в этой области с возрастанием времени закачки бурового раствора.

Предыдущий анализ состояния напряжения земной коры показывает, что коэффициенты ее напряжения для пластов Сишаньяо (Xishanyao) и Сангунхе (Sangonghe) составляют 0.0013 и 0.0007 соответственно. В сочетании с предыдущими лабораторными испытаниями и результатами теоретических расчетов можно увидеть, что земная кора в этом регионе в целом находится в нормальном напряженном состоянии. В глубоких слоях пласта Тугулу напряжение земной коры сильно меняется; при этом устойчивость ствола скважины остается

низкой.

Для изучения механизма неустойчивости ствола скважины были отобраны керны скважин X1 и X2 в блоке А Джунгарского бассейна и проанализированы с помощью методов дифракционного рентгеновского анализа (XRD) и сканирующей электронной микроскопии (SEM). Результаты анализа целлюнопородных минералов и глинистых минералов в скважинах X1 и X2 приведены в табл. 1 и 2. На рис. 1 показано содержание целлюнопородных минералов пласта Сишаньяо в скважине X1.

В соответствии с данными табл. 1, 2 и рис. 1, среднее общее содержание глины в пласте Сишаньяо на участке X1 составляет 7.25–9.8%; кроме того, отмечается определенная степень чувствительности к воде. Минеральный состав глины скважины X1 в основном представлен хлоритом, составляющим 55.2%, иллитом – 17.4%, каолинитом – 14%, смешанным слоем иллита и монтмориллонита – 13.4%. В глинистых минералах скважины X2 также преобладают хлорит, составляющий в среднем 44.5%, смешанный слой иллита и монтмориллонита – 23.75%, иллит – 22.25%, каолинит – 10%. Содержание хлорита в пласте относительно высокое, также в составе имеются каолинит, иллит и смешанный слой иллита и смектита. Смешанный слой иллита и смектита обладает свойствами расширения, которые способствуют повышению чувствительности к воде. Анализ показал, что на поверхности располагаются целлюнопородные минералы, а глинистые минералы в легко обрушающихся толщах являются твердыми и хрупкими.

Кроме того, методом электронной микроскопии был проанализирован детрит пласта Циншуйхэ (Qingshuihe) в скважине X2 (рис. 2). Видно, что микротрещины и микропоры детрита в этом пласте развиты, а это способствует образованию каналов гидратации и обрушению.

Анализ керна и бурового шлама осыпавшегося пласта показывает, что микротрещины, образовавшиеся сами по себе, обеспечивают естественный канал поступления фильтрата, а гидратационное действие водочувствительных глинистых минералов, содержащихся в пласте, после взаимодействия с фильтратом становится одной из важных причин неустойчивости ствола скважины в пласте.

На основе изучения механизма и проведения

Таблица 1. Анализ целнопородных и глинистых минералов в керне пласта Сишаньяо скважины X1

Номер	Относительное содержание целнопородных минеральных компонентов, %					Относительное содержание глинистых минеральных компонентов, %				
	кварц	плагноклаз	калийный полевой шпат	кальцит	общее количество глины	каолинит	хлорит	иллит	иллито-монтмориллонитовый смешанный слой	соотношение смешанных слоев, %
4	48	35	6	2	9	10	58	20	12	10
5	46	36	6	2	10	9	57	21	13	10
7	48	32	9	2	9	9	66	11	14	10
8	54	26	7	2	11	32	41	16	11	10
9	49	32	7	2	10	10	54	19	17	10

Таблица 2. Анализ целнопородных и глинистых минералов в керне пласта скважины X2

Номер	Относительное содержание целнопородных минеральных компонентов, %					Относительное содержание глинистых минеральных компонентов, %				
	кварц	плагноклаз	калийный полевой шпат	кальцит	общее количество глины	каолинит	хлорит	иллит	иллито-монтмориллонитовый смешанный слой	соотношение смешанных слоев, %
1	54	18	8	2	9	10	39	21	30	20
2	49	16	7	2	5	10	43	25	22	20
3	61	14	5	2	8	10	51	21	18	20
4	53	14	7	2	7	10	45	22	25	20

анализа определен коэффициент давления обрушения легко обрушающихся слоев в блоке А Джунгарского бассейна. Результаты представлены на рис. 3.

Согласно результатам, показанным на рис. 3, плотность бурового раствора не может быть точно определена на начальном этапе строительства, поскольку она зависит в основном от порового давления пласта. Данное давление обрушения может эффективно уравнивать плотность бурового раствора.

На рис. 3а коэффициент давления обрушения демонстрирует тенденцию к постепенному расширению с поворотом на глубине 5364 м, после чего постепенно стабилизируется. Согласно результатам, коэффициент давления обрушения группы Турпан (Turpan) составляет 1.20–1.69, группы Сишаньяо (Xishanyao) – 1.53–1.81, группы Сангунхе (Sangonghe) – 1.23–1.39, а общий коэффициент обрушения – около 1.475.

Высокая степень расширения ствола скважины также является причиной его неустойчивости, кото-

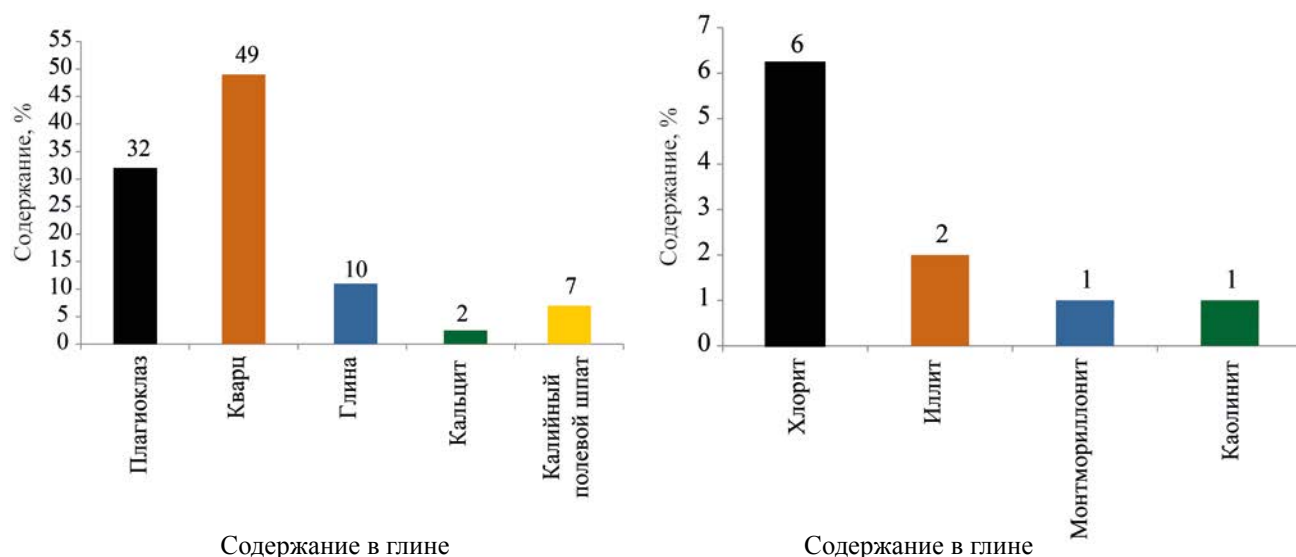


Рис. 1. Результаты анализа общего содержания минералов в пласте Сишаньяо скважины X1.

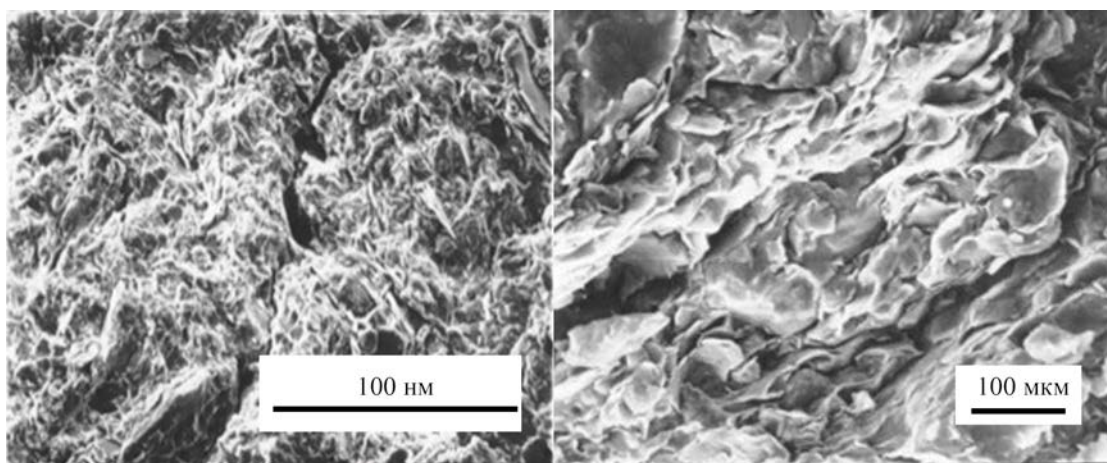


Рис. 2. СЭМ-анализ обломков аргиллита пласта Циншуйхэ скважины X2.

рую необходимо устранять. Рисунок 3б характеризует степень расширения скважины: более высокая соответствует глубине в диапазонах 1500–2000 м, 3000–3500 м и 5000–5300 м. В сочетании с коэффициентом давления обрушения она полностью отражает склонность пласта к обрушению на глубине 1500–5300 м. Для решения проблемы обрушения пласта требуется обработать буровой раствор, что-

бы синтезировать противодействующий обрушению реагент, подходящий для данного пласта.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Чтобы преодолеть обрушение аргиллита, применяют главным образом тампонирующее и ингибирование. Предыдущий анализ показывает, что в чувствительной толще (Сишаньяо) преобладает

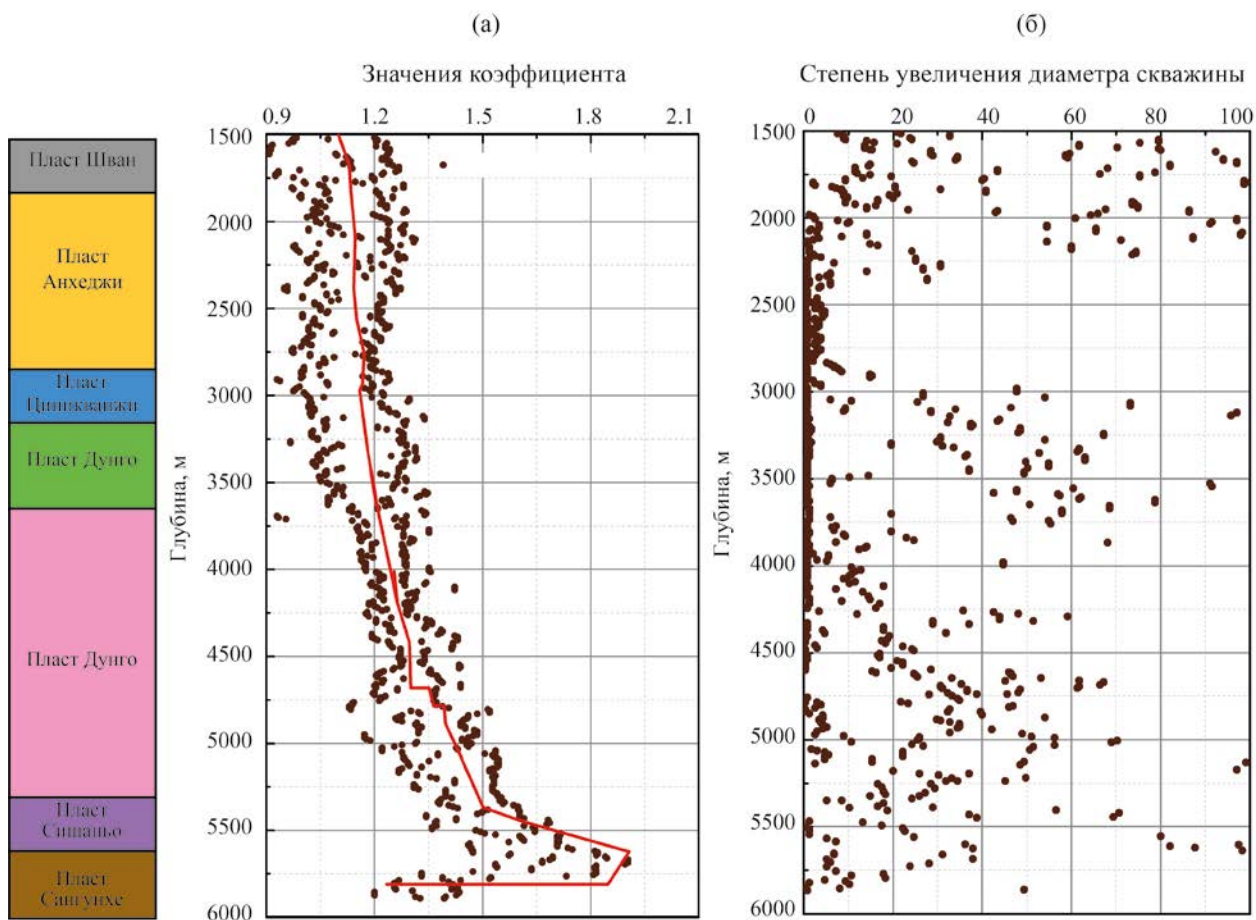


Рис. 3. Результаты определения коэффициента давления обрушения пласта в блоке А Джунгарского бассейна: а – коэффициент давления обрушения; б – степень расширения скважины.

твёрдый и хрупкий аргиллит, имеющий первичные и наведенные трещины (рис. 4). Тампонирование микротрещин может блокировать каналы гидратации, препятствовать проникновению воды в породу



Рис. 4. Развитие микротрещин в аргиллите пласта Сишанью.

и улучшать ингибирование фильтрации бурового раствора, что может дополнительно ингибировать гидратацию пласта.

Для «слипания» песчаных аргиллитов необходимо тампонирование и уменьшение прироста давления обрушения. Наблюдая за керном пласта Циншуйхэ (рис. 5), можно увидеть, что на долю гравия приходится около 55%, а его диаметр обычно составляет 15–40 мм, что обеспечивает хорошую проницаемость. Тампонирование и снижение проницаемости могут быть реализованы по двум направлениям: с использованием высококачественной глинистой корки и тампонирующего материала с подходящей гранулометрией. В то же время рекомендуется выбрать соответствующую плотность бурового раствора, уменьшить положительный перепад давления и минимизировать приращение давления обрушения, насколько это возможно.



Рис. 5. Пестрый песчаный конгломерат пласта Циншуйхэ.

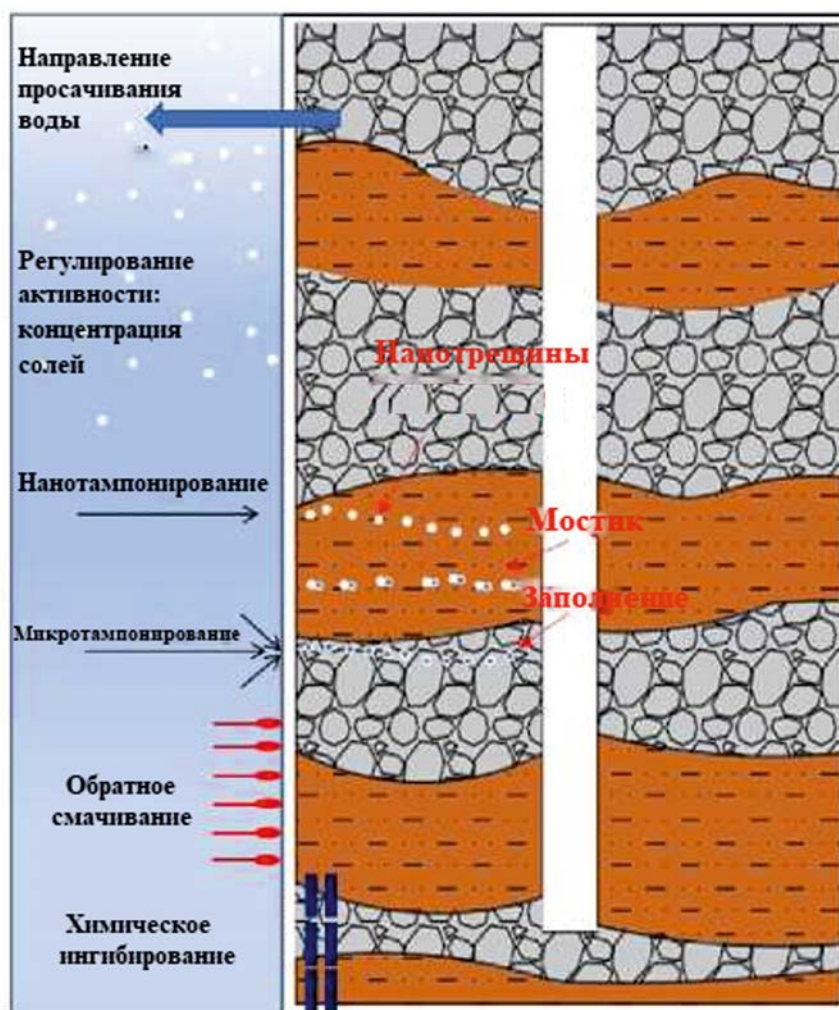


Рис. 6. Общая схема действия бурового раствора, препятствующего осыпанию породы пласта.

Для предотвращения обрушения аргиллитов могут быть приняты такие меры, как улучшение тампонирувания, подавление способности препятствовать обрушению и выбор приемлемой плотности бурового раствора. Для того чтобы обеспечить слипание песчаника, необходимо улучшить тампонирующие, противofiltrационные и смазывающие свойства бурового раствора, чтобы он обладал высокой способностью предотвращать обрушение стенок скважины и сводил к минимуму приращение давления обрушения $\Delta P_{collapse}$.

На рис. 6 показана конструктивная идея тампонирувания и предотвращения обрушения [32, 33]; при этом для физического закупоривания наномикронных трещин используется асфальтовый реагент, препятствующий осыпанию породы пласта. Химическое ингибирование для предотвращения осыпания породы пласта заключается в регулировании поглощения поверхностных вод путем обратного увлажнения, внутренней гидратации с помощью химического ингибирования, выборе подходящей плотности бурового раствора, минимизации активности бурового раствора и поддержании механического равновесия.

Эксперимент по оптимизации закупоривающего реагента, предотвращающего осыпание породы пласта. В настоящее время существует множество видов реагентов для буровых растворов, препятствующих осыпанию породы пласта, которые можно условно разделить на две категории по механизму действия. Одни из них снижают деформацию при гидратации сланцев, а также выполняют функции «смягчения» и «ослабления»; другие являются физическими тампонирующими реагентами, которые предотвращают быструю миграцию буровых растворов в глубокие пласты под действием перепада давления [34–36].

Были исследованы несколько противодействующих обрушению реагентов в соответствии с системой бурового раствора, применявшейся в периферийной зоне нефтяного месторождения Тахе (Tahe) на ранней стадии, и проведена оценка экспериментального метода в соответствии с SY-T5613-2016 «Испытание физических и химических свойств глинистых сланцев» [37].

Для экспериментов были выбраны шесть групп реагентов:

- 1) вода;
- 2) вода + 3% полиэфирполиола;
- 3) вода + 1% SMJA (ингибитора полиаминов);
- 4) вода + 1% HA-1 (гилауроновой кислоты);
- 5) вода + 5% хлорида калия;
- 6) вода + 0.5% NW-1 ($C_{10}H_8O_4S$)

Эксперимент выполняли в следующем порядке: образец представлял собой каменноугольный сланец из скважины X1. Измельчали чистые и сухие сланцевые керны и отсеивали частицы размером от 2.0 до 3.2 мм с помощью двухслойных сит. Отобранные частицы общим весом 500 г сначала помещали в высокотемпературный контейнер с дистиллированной водой, а затем ставили его в роликовую печь для бурового раствора при температуре 80°C. После прокали в печи при постоянной температуре в течение 16 ч контейнер вынимали и охлаждали до комнатной температуры. После охлаждения жидкость и частицы помещали в сито с ячейками диаметром 0.42 мм, промывали водой в течение 1 мин и сушили в печи в течение 4 ч. Температуру устанавливали 105°C. После высушивания охлаждали частицы до комнатной температуры и отстаивали 24 ч перед взвешиванием.

Эксперимент по оптимизации реагента совместимости. При определении реагента совместимости сначала выбирается реагент полимерного покрытия, а затем понизитель фильтрации. В базовую суспензию были добавлены четыре вида обычно используемых ингибиторов полимерного покрытия: полиакрилат калия (KPA), полианионная целлюлоза (PAC-HV), цвиттер-ионный полимерный загуститель (FA367) и высокотемпературный стойкий полимерный понизитель фильтрации (PFL) для экспериментального определения их влияния на управление потоком. Формула базовой суспензии: 3% бентонита + 1% карбоксиметилцеллюлозы (CMC-LV) + 0.3% NaOH + 5% KCl (хлорида калия) + 1% полиаминового ингибитора (SMJA) + 3% сульфированной буроугольной смолы (SPNH).

Экспериментальный процесс заключается в добавлении жидкости в замкнутое пространство между двумя концентрическими цилиндрами оборудования с помощью ротационного вискозиметра. В ходе эксперимента считывали значения на каждой скорости и рассчитывали параметры по формулам:

$$AV = \frac{1}{2} \Phi_{600}, \quad (1)$$

$$PV = \Phi_{600} - \Phi_{300}, \quad (2)$$

$$YP = \frac{1}{2} (\Phi_{300} - PV), \quad (3)$$

где AV – кажущаяся вязкость, МПа·с; Φ_{600} – значение кажущейся вязкости при 600 об/мин; PV – пластическая вязкость, МПа·с; Φ_{300} – значение пластической вязкости при 300 об/мин; YP – динамическая сила сдвига, Па.

Затем проверили покрывающий реагент с помощью приведенного выше численного расчета. Эффективность понизителей фильтрации измеряли экспериментально; для этого шесть обычно используемых антисолевых понизителей фильтрации (SML-4, CXP-2, SPNH SHC, SMP-2, SMC) добавляли в солевой раствор. Состав раствора на основе рассола: 3% бентонита + 0.6% LV-CMC + 0.3% PFL-H + 0.3% едкого натра + 5% хлорида калия + 1% SMJA + 1% смазочного материала.

На рис. 7 показана схема установки для измерения потерь от фильтрации. Экспериментальный процесс заключался в следующем: полученную смесь наливали в контейнер так, чтобы уровень

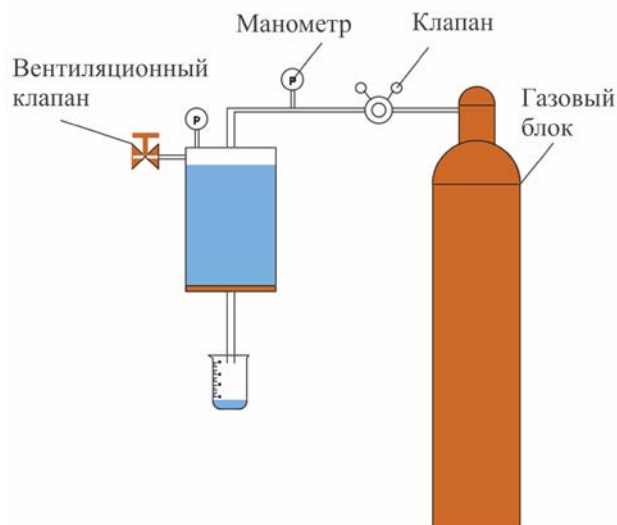


Рис. 7. Экспериментальная установка для измерения фильтрации.

жидкости находился на расстоянии 20 мм от верха контейнера. Помещали фильтрационный кек на дно контейнера для достижения фильтрации. В контейнере повышали давление до 690 кПа и начинали отсчет времени. Через 30 мин закрывали клапан повышения давления, сбрасывали давление и измеряли объем жидкости, просочившейся в мерный цилиндр.

Эксперимент по оптимизации наномикронного физического тампонирующего реагента. Наномикронный тампонирующий реагент широкого спектра действия (GF-1), состоящий из наномикроволокна, деформируемого тампонирующего реагента и наномикронного жесткого тампонирующего реагента, был оптимизирован по распределению размеров частиц. Экспериментальный метод соответствовал описанному выше, но в качестве базового раствора был выбран следующий состав: 6% грунта пласта Сязицзе (Xiazijie), поставленного компанией Xia Zi Street Bentonite Co., Ltd., и 6% грунта Сязицзе + 2% SMGF-1 двух типов.

Эксперимент по оптимизации составного понизителя сопротивления трению. Наноэмульсия – новый тип средства обработки бурового раствора, который активно разрабатывается в последние годы. Она выполняет функции смазывания, снижения потерь бурового раствора, предотвращения расширения и диспергирования глины и закупоривания микротрещин. Эффективность наноэмульсии существенно выше, когда ее смешивают с обычными смазочными материалами.

В лаборатории смешивали наноэмульсию и противозадирную смазку в различных соотношениях и тестировали смазочные характеристики в базовой суспензии (5.0% бентонита + 0.1–0.5% PFL + 3–5% KCl + 1% QS-2 + 1–3% PB-1).

Для экспериментов были выбраны следующие группы различных составов:

- 1) базовая суспензия
- 2) базовая суспензия + 2% RH-97D
- 3) базовая суспензия + 2% графита
- 4) базовая суспензия + 2% SMJH-1
- 5) базовая суспензия + 2% парафиновой наноэмульсии
- 6) базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 1% парафиновой наноэмульсии

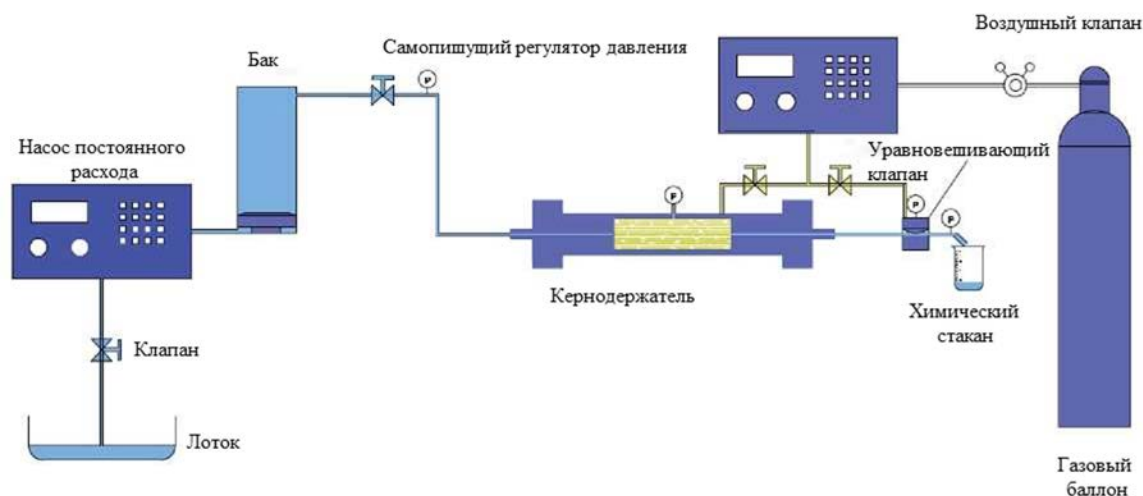


Рис. 8. Схема экспериментальной установки для испытания бурового раствора на расширение ствола скважины.

7) базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 2% парафиновой наноэмульсии

8) базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 3% парафиновой наноэмульсии;

9) базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 4% парафиновой наноэмульсии.

Парафиновые наносuspensions получены из Tween-40, Sipan-40 и парафинового воска, размер частиц составляет 50~500 нм (предоставлено Shandong Yushuo Chemical Technology Co. LTD). Кажущуюся вязкость и водоотдачу измеряли в соответствии с описанным выше экспериментом, а коэффициент эффективности смазки вычисляли с помощью прибора для исследования противозадирной смазки E-P.

Формула и стандартный эксперимент по оценке эффективности системы бурового раствора, препятствующего обрушению скважины. Оптимизировали реагент полимерного покрытия, противосолевой понизитель фильтрации, соотношение компонентов смазки и добавляемое количество реагента, закупоривающего трещины и препятствующего обрушению. Буровой раствор с оптимизированным составом, препятствующий осыпанию породы пласта, подлежит оценке с помощью обычных лабораторных испытаний, описанных выше, и испытаний на тампонирующие свойства бурового раствора, как показано на рис. 8.

Чтобы соответствовать фактическим требованиям, для изготовления керна использовали порошок аргиллита. Эксперимент заключался в переливании подготовленного бурового раствора в резервуар с регистрацией давления на входе по мере протекания данного раствора в резервуаре. Буровой раствор поступает в кернодержатель, давление в котором называется ограничивающим, и поддерживается на постоянном уровне с помощью газового баллона. На правой стороне кернодержателя располагается выпускное отверстие, где можно измерять утечку, давление на выходе и противодействие в керне. В эксперименте сравнения удаляли буровой раствор и измеряли утечку воды, протекающей через керн с разной степенью растрескивания, в течение определенного времени. Конкретные экспериментальные данные показаны в табл. 3.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Закупоривающий реагент, препятствующий осыпанию породы пласта. Шесть групп результатов экспериментов приведены в табл. 4.

Экспериментальные данные показывают, что степень извлечения сланца из SMJA (ингибитора полиаминов) и хлорида калия относительно высока. SMJA и хлорид калия можно использовать в комбинации для усиления ингибирования системы. Причина, по которой SMJA обладает

Таблица 3. Параметры эксперимента по расширению бурового раствора при интенсивности притока 1 мл/с (отношение диаметра керна к его длине 10/50)

Номер эксперимента	Давление в кольцевом пространстве, МПа	Противодавление в керне породы, МПа	С буровым раствором или без бурового раствора
1	3	1.5	без
2	3	1.5	с
3	5	3.5	без
4	5	3.5	с
5	7	5.5	без
6	7	5.5	с
7	9	7.5	без
8	9	7.5	с
9	11	9.5	без
10	11	9.5	с

Таблица 4. Экспериментальные данные по исследованию реагентов, препятствующих осыпанию породы пласта

Испытываемый раствор	Степень извлечения, %
Вода	28.7
Вода + 3% полиэфирполиола	30.2
Вода + 1% SMJA (ингибитора полиаминов)	67.1
Вода + 1% НА-1	46.5
Вода + 5% хлорида калия	55.5
Вода + 0.5% NW-1 ($C_{10}H_8O_4S$)	29.2

сильным ингибированием, заключается в том, что он в ходе диссоциации превращается в катионное соединение, которое адсорбируется глинистыми отрицательными электрическими частицами. Это препятствует диспергированию гидратации, а концентрация аминогруппы слишком высока, чтобы обеспечить хорошие характеристики адсорбции и эффект ингибирования свободного амина. Слабощелочные свойства SMJA и его низкая способность к диссоциации также могут поддерживать равновесие концентрации полиамина в течение длительного времени и продолжают взаимодействовать с наиболее активной группой гидратации в глине на поверхности пор пласта, поглощая и покрывая поверхность для предотвращения гидратации.

Кроме того, были оптимизированы и оценены обычно используемые реагенты, препятствующие осыпанию породы пласта. К ним относятся эмульгированный асфальт FF-III и SY-A01, тампонирующий асфальт, препятствующий осыпанию породы пласта SMNA-1, катионный асфальтовый порошок

УК-Н, полисульфонатный реагент, препятствующий осыпанию породы пласта, SPT-2, и т. д. Состав базовой суспензии: 3% бентонита + 1% CMC-LV + 0.3% NaOH + 5% KCl + 1% SMJA + 3% SPNH, а добавленное количество реагента, препятствующего осыпанию породы пласта, – 3%. Результаты оптимальной оценки реагентов, препятствующих осыпанию породы пласта (рис. 9), показывают, что большее влияние на фильтрационные потери в условиях высокой температуры и высокого давления (НТНР) оказывает температура. Учитывая, что участок открытого ствола блока А длиной почти 5000 м имеет большой диапазон температур, фактическое применение должно варьироваться на различных глубинах скважины. В зависимости от температуры пласта и температуры в скважине подбираются различные комбинации реагентов, препятствующих обрушению. Например, при температуре менее 100°C лучше выбрать FF-III с более низкой температурой размягчения. После того, как температура составит 120°C, можно выбрать

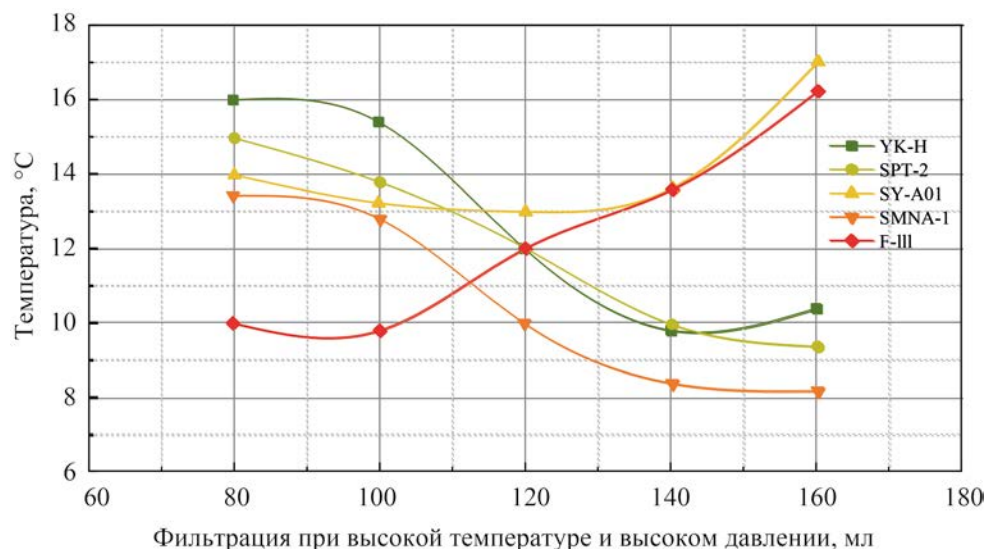


Рис. 9. Результаты оценки реагентов, препятствующих обрушению породы пласта.

SMNA-1 или два вида реагентов для смешивания, чтобы добиться предотвращения обрушения.

SMNA-1 представляет собой средство для высокотемпературного тампонирующего и предотвращения обрушения, обладающее стойкостью к воздействию высоких температур и способностью к высокотемпературной деформации. SMNA-1 может внедряться в микротрещины глубоких аргиллитовых пород под действием положительного перепада давления в стволе скважины с образованием гидрофобного тампонирующего слоя. Кроме того, SMNA-1 является средством обработки бурового раствора с несколькими функциональными группами.

Реагент совместимости. В этом разделе также рассматриваются покрывающие реагенты и понизители фильтрации. Результаты экспериментов с покрывающим агентом представлены в табл. 5. После добавления 0.3% PFL к базовой суспензии

динамическая сила сдвига увеличивается с 7 до 14 Па, а фильтрационные потери снижаются с 8 до 5 мл. Лучше всего на повышение стабильности бурового раствора влияет увеличение вязкости. Поэтому в качестве основного регулятора расхода системы выбран PFL.

Результаты экспериментов по оптимизации понизителя фильтрации представлены в табл. 6. Видно, что SPNH обладает наибольшим влиянием на снижение фильтрации. После добавления 3% SPNH (буроугольной смолы) фильтрационные потери уменьшаются с 8.5 до 5.5 мл и мало влияют на вязкость. Поэтому SPNH выбран в качестве понизителя фильтрации.

Наномикронный физический тампонирующий реагент. Размер частиц GF-1 составляет от 200 нм до 20 мкм, результаты экспериментов с наномикронным физическим тампонажным агентом представлены в табл. 7. Для сравнения были

Таблица 5. Результаты испытаний по оптимизации покрывающего реагента

Формула	AV, МПа·с	PV, МПа·с	YP, Па	FL _{API} , мл
Базовая суспензия	29	22	7	8.0
Базовая суспензия + 0.3% КРАМ	36	23	13	7.0
Базовая суспензия + 0.3 % PACHV	37	26	11	6.5
Базовая суспензия + 0.3% FA367	38	24	13	5.6
Базовая суспензия + 0.3% PFL	39	25	14	5.0

Таблица 6. Результаты испытаний по оптимизации понизителя фильтрации

Формула	AV, МПа·с	PV, МПа·с	YP, Па	FL _{API} , мл
Базовая суспензия	29	21	8	7.6
Базовая суспензия + 3% SML-4	32.5	21	11.5	5.5
Базовая суспензия + 3% CXP-2	39	28	11	6.2
Базовая суспензия + 3% SPNH	28.5	18	10.5	4.8
Базовая суспензия + 3% SHC	35.5	20	12.5	6.6
Базовая суспензия + 3% SMP-2	28	20	8	6.2
Базовая суспензия + 3% SMC	27	17	10	5.9

Таблица 7. Результаты экспериментов с наномикронным физическим тампонажным агентом

Номер	Формула	Условия испытаний	AV, МПа·с	PV, МПа·с	YP, Па	FL, мл
1	6% почвы пласта Сязице	120°C × 16 ч	8	4	4	27
2	6% почвы пласта Сязице + 2% SMGF-1	120°C × 16 ч	9	5	4	20
3	Смоделированная скважинная суспензия	120°C × 16 ч	20	16	4	6.0
4	Смоделированная скважинная суспензия + 2% SMGF-1	120°C × 16 ч	20.5	17	3.5	4.2

выбраны две группы схем, а именно: почва пласта Сязице и смоделированная скважинная суспензия. Добавление GF-1 обеспечивает эффективное снижение фильтрации. Добавление смоделированного бурового раствора также значительно снизило фильтрацию. Это свидетельствует о том, что GF-1 имеет хорошую совместимость с буровым раствором, мало влияет на адгезию и может значительно уменьшать фильтрацию.

Составной понизитель сопротивления трению. Экспериментальные результаты по составу смазочного материала приведены в табл. 8. Видно, что после добавления смазки SMJH-1, коэффициент эффективности смазочного материала сильно снижается. Соответствующее увеличение вязкости может значительно уменьшить водоотдачу. Более того, эффект отчетливее заметен при добавлении наноземульсии и SMJH-1. В данном эксперименте наилучшее соотношение смешивания SMJH-1 и наноземульсии составляет 2:3. Поэтому, исходя из предпосылки обеспечения низкой скорости потери воды, выбираем восьмой набор экспериментальных параметров.

Оценка эффективности бурового раствора, препятствующего обрушению. После оптимизации полимерного покрывающего реагента,

солестойкого реагента и реагента, снижающего фильтрацию, соотношения смазочных материалов и добавляемого количества тампонирующего и препятствующего осыпанию породы пласта реагента состав сильного ингибирующего и сильного тампонирующего полисульфонатного бурового раствора на основе амина калия выглядит следующим образом: (3–5%) бентонитовой суспензии + (0.1–0.5%) PFL + (2–4%) SML-4 + (0.5–1%) SMJA-1 + (3–6%) SMC\SMP\SPNH + (1–2%) SMJA + (3–7%) KCl + (2–4%) реагента, препятствующего осыпанию породы пласта (FF-III\SMNA-1) + (2–3%) GF-1 + (1–3%) PB-1 + 1% QS-2 + (2–3%) парафиновой наноземульсии + (1–2%) SMJH-1. Общие результаты оценки эффективности системы приведены в табл. 9.

Результаты испытаний показывают, что потери воды в системе в условиях высокой температуры и высокого давления (НТНР) составляют менее 10 мл, степень извлечения образца породы – более 86%, а адгезия является приемлемой, что в основном соответствует требованиям промышленного строительства.

Определим изменение проницаемости K в ходе 60-минутного эксперимента по расширению жидкости, которое выражается формулой Дарси:

Таблица 8. Определение состава составного смазочного материала

№	Состав	Коэффициент смазки	Кажущаяся вязкость, МПа·с	Водоотдача при промежуточном давлении, мл
1	Базовая суспензия	0.21	29	8.0
2	Базовая суспензия + 2% RH-97D	0.11	30	6.4
3	Базовая суспензия + 2% графита	0.14	30	7.2
4	Базовая суспензия + 2% SMJH-1	0.09	32	6.0
5	Базовая суспензия + 2% наноэмульсии	0.12	32	6.0
6	Базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 1 наноэмульсии	0.090	33	5.6
7	Базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 2% наноэмульсии	0.071	34	5.2
8	Базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 3% наноэмульсии	0.061	34.5	5.0
9	Базовая суспензия + 2% SMJH-1 + 4% наноэмульсии	0.058	35	5.0

Таблица 9. Общие результаты оценки эффективности системы

Условия испытаний	ρg , см ³	PV , МПа·с	YP , Па	FLAPI, мл	FLHTRP, мл	Коэффициент эффективности смазки	Степень извлечения породы при прокатке в печи, %
150°C/16 ч	1.40	20	5.5	3.2	8.0	–	88.6
	1.82	28	6	3.6	8.8	–	87.4
	1.95	32	7.5	3.6	9.2	0.07	86.2
	2.15	38	10.5	3.8	9.8	0.08	88.1

$$K = \frac{Q\mu L}{\Delta P A},$$

где Q – расход жидкости через керн в единицу времени, мм³/с; μ – вязкость жидкости, Па·с; L – длина сердечника, мм; ΔP – перепад давления до и после прохождения жидкости через керн, Па; A – площадь поперечного сечения при фильтрации жидкости через керн, мм².

Степень расширения бурового раствора NPAР-2 может быть установлена как отношение экспериментальной относительной проницаемости бурового раствора к результатам сравнительного экспериментального исследования проницаемости:

$$\text{Степень расширения бурового раствора NPAР-2} = \left(1 - \frac{\text{Проницаемость бурового раствора}}{\text{Проницаемость воды}} \right) \times 100\%$$

Средний перепад давлений представляет собой среднее значение разности между давлением в кольцевом пространстве и противодавлением в

керне (рис. 10–14). В табл. 10 приведены данные эксперимента по расширению бурового раствора и результаты расчета проницаемости. Эксперименты 1, 3, 5, 7, 9 – по водопроницаемости, а остальные – по проницаемости бурового раствора.

Эксперименты были разделены на 10 групп, степень расширения бурового раствора NPAР-2 рассчитывали по просачиваемости воды и NPAР-2 через керн. Ограничивающее давление в эксперименте начиналось с 3.2 МПа и увеличивалось каждый раз на 2 МПа до 11.2 МПа. В соответствии с рис. 10–14, при повышении ограничивающего давления значения входного и выходного давлений также будут увеличиваться. По мере возрастания ограничивающего давления разность между ним и давлением на входе находится в пределах 1 МПа, а разность между давлением на выходе и ограничивающим давлением составляет около 2 МПа. Точно так же изменение ограничивающего давления мало влияет на степень расширения. При ограничивающем давлении 3.2 МПа степень расширения составляет 89.73%, при 5.2–11.2 МПа – 89.72%.

Таблица 10. Параметры экспериментов по расширению воды и бурового раствора NPAP-2, время проведения эксперимента 60 мин

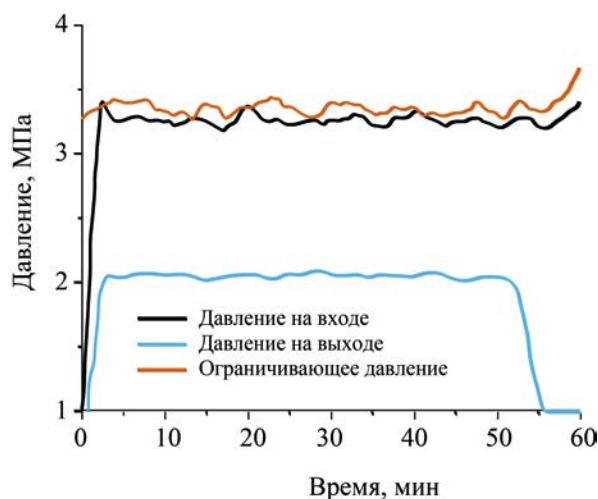
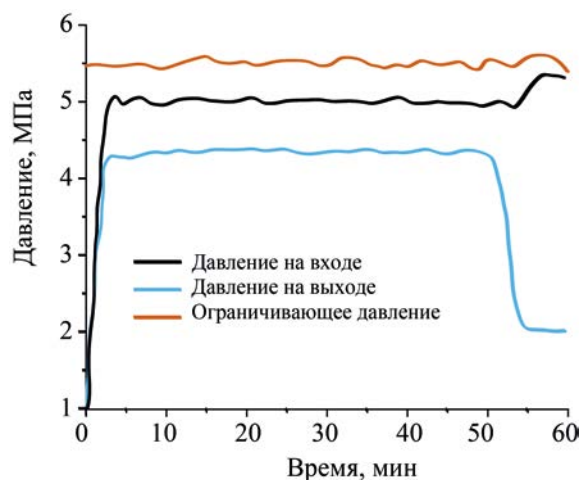
Номер эксперимента	Q , мм ³ /с	A , мм ²	μ , Па·с	ΔP , Па	Степень расширения, %
1	78.5	78.5	2.98×10^{-3}	5.9×10^5	89.73
2	78.5	78.5	29×10^{-3}	5.9×10^5	
3	78.5	78.5	2.98×10^{-3}	7.6×10^5	
4	78.5	78.5	29×10^{-3}	7.6×10^5	89.72
5	78.5	78.5	2.98×10^{-3}	1.08×10^6	
6	78.5	78.5	29×10^{-3}	1.08×10^6	89.72
7	78.5	78.5	2.98×10^{-3}	1.13×10^6	
8	78.5	78.5	29×10^{-3}	1.13×10^6	89.72
9	78.5	78.5	2.8×10^{-3}	1.69×10^6	
10	78.5	78.5	29×10^{-3}	1.69×10^6	89.72

Таким образом, в условиях высокого пластового давления система NPAP-2 по-прежнему позволяет выполнять операцию тампонирувания и обладает хорошими тампонажными свойствами.

При ограничивающем давлении 3.2 МПа (см. рис. 10) наблюдались пульсации входного давления, так как на закачиваемую систему NPAP-2 влияло давление насоса и в определенной степени ограничивающее давление, в то время как выходное давление сильно не колебалось. В начале закачки система NPAP-2 не могла сразу проникать в керн из-за высокого давления в кольцевом пространстве, поэтому давление на входе начинало постепенно повышаться. Система NPAP-2 не проникала в керн

до тех пор, пока давление на входе не сравнялось с давлением в кольцевом пространстве. Значение выходного давления указывает на эффективность расширения NPAP-2. Через 55 мин оно начинало снижаться, а наночастицы в NPAP-2 стали расширяться и закупоривать поры керна. По мере непрерывной закачки NPAP-2 давление на входе и в кольцевом пространстве демонстрировало тенденцию к росту, а значит эффективность расширения NPAP-2 была выше.

По мере дальнейшего роста давления в кольцевом пространстве входное и выходное давления увеличиваются, а время расширения NPAP-2 сокращается (см. рис. 10–14). При давлении в коль-

**Рис. 10.** График изменения давления в эксперименте по расширению № 2.**Рис. 11.** График изменения давления в эксперименте по расширению № 4.

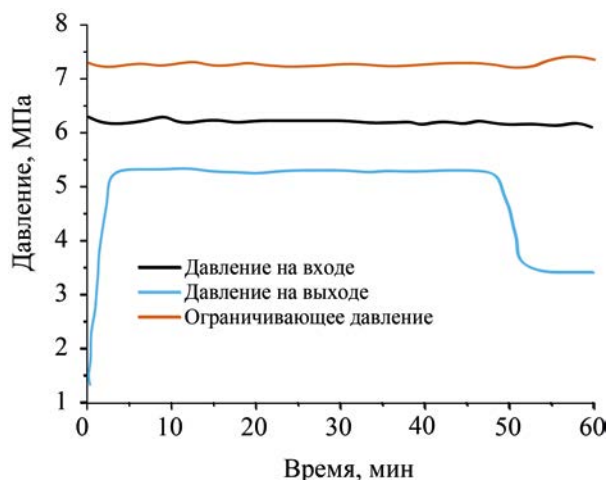


Рис. 12. График изменения давления в эксперименте по расширению № 6.

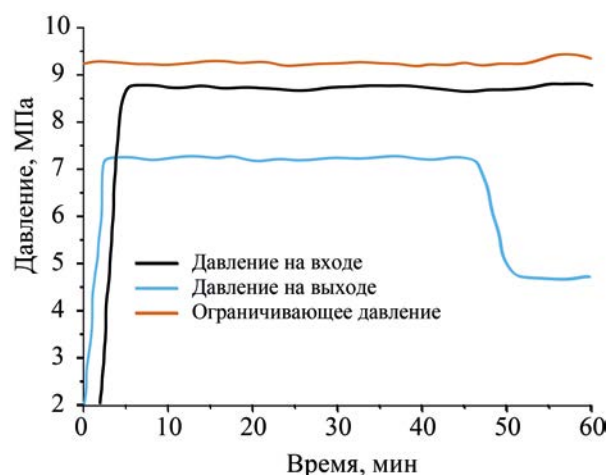


Рис. 13. График изменения давления в эксперименте по расширению № 8.

цевом пространстве 5.2, 7.2, 9.2 и 11.2 МПа время расширения увеличивалось на 1, 2, 2 и 2 мин соответственно. При повышении давления на 2 МПа время тампонирования сокращается на 3.18%, так как под действием давления поры в породе сужаются, что уменьшает количество наночастиц, которым требуется расширение, а это ведет к повышению эффективности тампонирования. В то же время NPAР-2 взаимодействует с покрывающим реагентом и противосолевым понизителем потерь от фильтрации, способствуя вытеснению воды из керна и предотвращению гидратации.

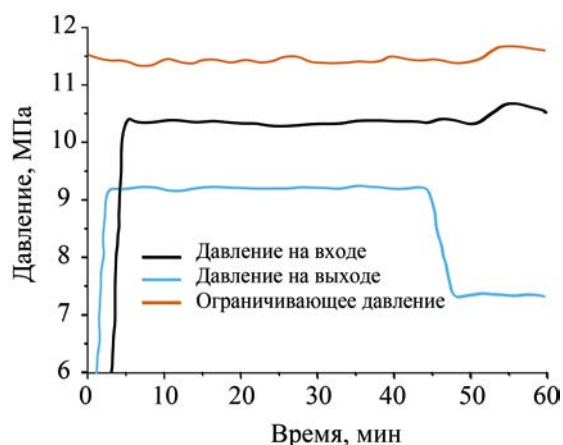


Рис. 14. График изменения давления в эксперименте по расширению № 10.

Механизм действия системы NPAР-2. Поток в каналах трещин и пор блокируется по мере расширения GF-1 (рис. 15), но одного GF-1 недостаточно для выполнения задачи тампонирования. Под действием снижения фильтрации закачкой SPNH происходило уплотнение глины, а объединение SPNH с реагентом SMNA-1, препятствующим обрушению, способствовало формированию первого слоя тампонирования. Затем в этот первый слой тампонирования под потоком SMJH-1 закачивали GF-1, который постепенно расширялся и формировал второй слой тампонирования. Наконец, ингибитор SMJA за счет собственной диссоциации и адсорбции катионных соединений ингибировал гидратационную дисперсию, адсорбируясь на поверхности глины и породы, покрытой расширенным GF-1, образуя последний слой защиты от проникновения жидкости. Это обеспечивает абсолютное закупоривание трещин и пор, прекращая дальнейшую гидратацию пласта, и позволяет достичь предотвращения обрушения.

ВЫВОДЫ

На примере блока А Джунгарского бассейна было установлено, что неустойчивость ствола скважины в сложных пластах связана с возникновением гидратации. Причинами гидратации являются твердость и хрупкость толщи глинистого минерала, склонной к образованию микротрещин,

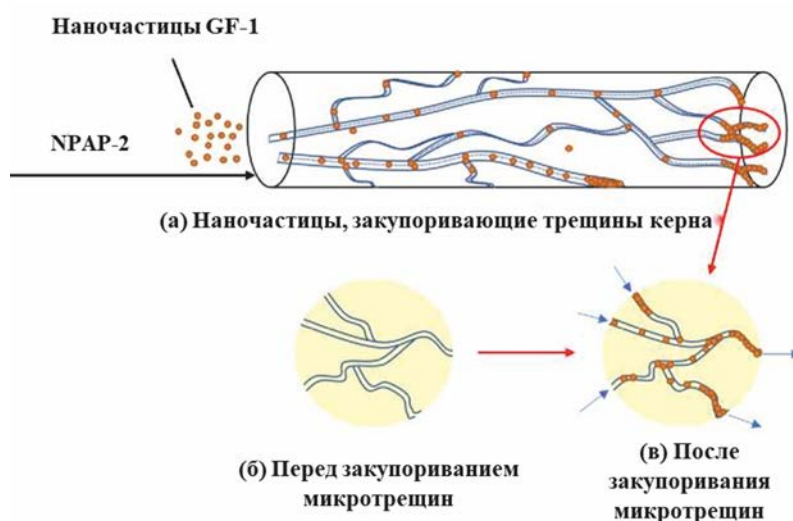


Рис. 15. Микроскопический механизм действия NPAP-2.

которые способствуют фильтрации бурового раствора в естественные каналы. В то же время после фильтрации повышалась чувствительность пластовой воды к содержанию глинистых минералов при гидратации. В ходе анализа коэффициента давления обрушения установлено, что степень расширения скважины высока, а это также является причиной неустойчивости ствола скважины. Следовательно, необходимо разработать препятствующий обрушению буровой раствор с высокой скоростью расширения для предотвращения гидратации.

Для решения проблемы гидратации в сложных пластах была разработана соответствующая наносильная ингибирующая и сильная тампонирующая система бурового раствора на основе полисульфоната калия (NPAP-2). Основные компоненты системы: (3–5%) бентонитовой суспензии + (0.1–0.5%) PFL + (2–4%) SML-4 + (0.5–1%) SMJA-1 + (3–6%) SMC\SMR\SPNH + (1–2%) SMJA + (3–7%) KCl + (2–4%) реагента, препятствующего обрушению (FF-III\SMNA-1) + (2–3%) GF-1 + (1–3%) PB-1 + 1% QS-2 + (2–3%) наносмазывающего реагента + (1–2%) SMJH-1.

Эксплуатационные испытания системы NPAP-2 показали, что потери воды в условиях высокой температуры и высокого давления (НТНР) составили менее 10 мл, степень извлечения образца породы – более 86%, а слипание бурового шлама находилось на приемлемом уровне. Испытание на расширение

использовалось для оценки состава бурового раствора в целом. В диапазоне перепадов давления 5.9×10^5 – 1.69×10^6 Па степень расширения бурового раствора NPAP-2 составляла более 89%, а эффект расширения был сильным, что полностью подходило для обработки гидратированного пласта с целью предотвращения обрушения.

БЛАГОДАРНОСТИ

Данная работа была проведена при совместной поддержке программ Инновационного фонда Petro-China: Исследование интеллектуального прогнозирования сложных рисков в буровой практике на основе машинного обучения (2020D-5007-0307), Исследование механизма и технологии защиты от эрозии песка из среднего и мелкого геотермального ствола, Фонда социального развития Чанчжоу (CE20205053) и Государственной ключевой программы НИОКР: Термальная защита пласта рыхлого песчаника и эффективные технологии и материалы для бурения и заканчивания скважин (2019YFB1504201).

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в этой статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Shuo Yang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2173-1876>

Song Deng, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4322-8534>

Yixin Zhang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0291-7352>

Caibao Wang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4996-8376>

Lei Wang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5219-4589>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zheng L., Chen B., Zhang Z., Tang J., Sun H. Anti-collapse mechanism of CBM fuzzy-ball drilling fluid // *Natural Gas Industry B*. 2016. V. 3. P. 152–157. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.03.011>
2. Yang L., Xie C., Ao T., Cui K., Jiang G., Bai B., Zhang Y., Yang J., Wang X., Tian W. Comprehensive evaluation of self-healing polyampholyte gel particles for the severe leakoff control of drilling fluids // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2022. V. 212. P. 110249. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110249>
3. Kai C.-M., Zhang F.-J., Cheng C.-L., Chen Q.-B. Design synthesis and performance of anti-collapse drilling polymer mud with higher stability // *Pigment & Resin Technology*. 2022. V. 51. P. 101–109. <https://doi.org/10.1108/PRT-10-2020-0111>
4. Sun W.J., Tian G.Q., Huang H.J., Lu G.M., Ke C.Y., Hui J.F. Synthesis and characterisation of a multifunctional oil-based drilling fluid additive // *Environ. Earth Sci.* 2018. V. 77. P. 793. <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7982-5>
5. You F.-c., Zhou S.-s., Ke D., Huang Y. Effect of a novel lubricant embedded with alcohol ether, amide and amine motifs for silicate drilling fluid on bit balling and lubrication: an experimental study // *Arab. J. Sci. Eng.* 2022. <https://doi.org/10.1007/s13369-022-06730-8>
6. Jiang G., Ning F., Zhang L., Tu Y. Effect of agents on hydrate formation and low-temperature rheology of polyalcohol drilling fluid // *J. Earth Sci.* 2011. V. 22. P. 652. <https://doi.org/10.1007/s12583-011-0216-3>
7. Zhang G., He S., Tang M., Kong L. The mechanism and countermeasures of inclined well wellbore instability in Dibe deep coal seam // *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 2022. V. 1. P. 16. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01483-4>
8. Xiong Z., Tao S., Li X., Shan W., Dong H. Development and application of anti-collapse & anti-drag agent for drilling fluid // *Procedia Engineering*. 2014. V. 73. P. 55–62. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.06.170>
9. Xionghu Z., Egbu S.B., Jingen D., Liujie M., Xiangru J. Synthesis of asphalt nanoparticles and their effects on drilling fluid properties and shale dispersion // *SPE Drill & Compl.* 2022. V. 37. № 01. P. 67–76. <https://doi.org/10.2118/208589-PA>
10. Wang B., Sun J., Shen F., Li W., Zhang W. Mechanism of wellbore instability in continental shale gas horizontal sections and its water-based drilling fluid countermeasures // *Natural Gas Industry B*. 2020. V. 7. P. 680–688. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2020.04.008>
11. Qu Y.Z., Tian K.P., Deng M.Y., Wang R., Xie G. Environmental protection performance of anti-collapse agents with different hydrophobic chain lengths // *Chem. Technol. Fuels Oils*. 2020. V. 56. P. 363–372. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01147-1>
12. Qu Y.Z., Tian K.P., Deng M.Y., Wang R., Xie G. Influence of various hydrocarbon groups on the effectiveness and environmental characteristics of anti-collapse agent for drilling fluids // *Chem. Technol. Fuels Oils*. 2020. V. 56. P. 420–428. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01153-3>
13. Wang S., Shu Z., Chen L., Yan P., Li B., Yuan C., Jian L. Low temperature green nano-composite vegetable-gum drilling fluid // *Appl. Nanosci.* 2019. V. 9. P. 1579–1591. <https://doi.org/10.1007/s13204-019-01033-1>
14. Duarte A.C.R., Ribeiro P.R., Kim N.R., Mendes J.R.P., Policarpo N.A., Vianna A.M. An experimental study of gas solubility in glycerin based drilling fluid applied to well control // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2021. V. 207. P. 109194. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109194>
15. Paixão M.V.G., da Silva Fernandes R., de Souza E.A., de Carvalho Balaban R. Thermal energy storage technology to control rheological properties of drilling fluid // *J. Mol. Liq.* 2021. V. 341. P. 116931. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.116931>
16. Zhu W., Zheng X., Shi J., Wang Y. A high-temperature resistant colloid gas aphron drilling fluid system prepared by using a novel graft copolymer xanthan gum-AA/AM/AMPS // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2021. V. 205. P. 108821. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108821>
17. Mech D., Das B.M., Sunil A., Areekan M., Imaad S. Formulation of a rice husk based non-damaging drilling fluid and its effect in shale formations // *Energy and Climate Change*. 2020. V. 1. P. 100007. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2020.100007>
18. Murtaza M., Tariq Z., Zhou X., Al-Shehri D., Mahmoud M., Kamal M.S. Okra as an environment-friendly fluid loss control additive for drilling fluids: Experimental & modeling studies // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2021. V. 204. P. 108743. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108743>
19. Rezaei A., Shadizadeh S.R. State-of-the-art drilling fluid made of produced formation water for prevention of clay swelling: Experimental investigation // *Chem. Eng. Res. Des.* 2021. V. 170. P. 350–365. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2021.04.012>

20. *Ettehad A., Ülker C., Altun G.* Nonlinear viscoelastic rheological behavior of bentonite and sepiolite drilling fluids under large amplitude oscillatory shear // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2022. V. 208. Pt. B. P. 109210. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109210>
21. *Gao X., Zhong H., Zhang X., Chen A., Qiu Z., Huang W.* Application of sustainable basil seed as an eco-friendly multifunctional additive for water-based drilling fluids // *Petrol. Sci.* 2021. V. 18. № 4. P. 1163–1181. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.05.005>
22. *Shen X., Jiang G., Li X., He Y., Yang L., Cui K., Li W.* Application of carboxylated cellulose nanocrystals as eco-friendly shale inhibitors in water-based drilling fluids // *Colloids Surf. A. Physicochem. Eng. Asp.* 2021. V. 627. P. 127182. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.127182>
23. *He J., Lu Y., Tang J., Ou C.* Effect of seepage flow on gas loss during the removal of shale core immersed in a drilling fluid // *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2021. V. 94. P. 104080. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104080>
24. *Bavoh C.B., Adam J.M., Lal B.* Specific heat capacity of xanthan gum/PAC polymer-based drilling fluids: An experimental and correlation study // *Materials Today: Proceedings.* 2021. V. 57. Pt. 3. P. 1002–1007. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.08.028>
25. *Zhao K., Fan J., Yu B., Han J.Y., Xu Y.H., Gao S.H.* Research progress of wellbore stability in hard brittle shale // *Oil Drilling and Production Technology.* 2016. V. 38. № 03. P. 277–285. <https://doi.org/10.13639/j.odpt.2016.03.001>
26. *Liu X.L., You F.C., Wu S.Z., Yan R., Deng C.* Mechanism analysis of shale wellbore instability and drilling fluid countermeasures // *Contemporary Chemical Industry.* 2020. V. 49. № 01. P. 129–133. <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1671-0460.2020.01.032>
27. *Chen Z.X., Lan F., Liang W., Zhang S.Q.* Research and application of anti-high-temperature and anti-collapse drilling fluid in deep well in niudong area of North China // *Oilfield Chem.* 2019. V. 36. № 1. P. 1–6. <https://doi.org/10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.01.001>
28. *Zheng S.* Sedimentary pattern of the shallow-water delta in the sangonghe formation of central junggar basin and its significance for hydrocarbon exploration // *Special Oil and Gas Reservoirs.* 2019. V. 26. № 01. P. 87–93. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-6535.2019.01.015>
29. *Tan S.Q.* Definition of hydrocarbon accumulation key period in central area of Junggar Basin and its petroleum geology significance // *Fault-block Oil and Gas Field.* 2013. V. 20. № 5. P. 551–555. <https://doi.org/10.6056/dkyqt201305002> <http://www.dkyqt.com/#/digest?ArticleID=3180>
30. *Vivas C., Salehi S.* Rheological investigation of effect of high temperature on geothermal drilling fluids additives and lost circulation materials // *Geothermics.* 2021. V. 96. P. 102219. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102219>
31. *Xiao Y., Yang H.Y., Li C.C.* Study on drilling fluid system for Shahejie Formation of paleogene in offshore oilfield // *Contemporary Chemical Industry.* 2018. V. 47. № 02. P. 316–319. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-0460.2018.02.026>
32. *Wang X.B.* Application of strong-inhibition water-based drilling fluid in shale gas horizontal wells of Changning Block // *Nature Gas Exploration and Development.* 2017. V. 40. № 01. P. 93–100. <http://dx.doi.org/10.12055/gaskk.issn.1673-3177.2017.01.016>
33. *Li Y., Yang G.X., Fan Z.G.* The research on polyamine and anti-sloughing polymer drilling fluid and its application in Sichuan // *J. Oil Gas Technol.* 2014. V. 36. № 12, P. 137–142. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-9752.2014.12.033>
34. *Chen Y.J., Deng C.G., Ma T.S.* A risk assessment method of wellbore instability based on the reliability theory // *Nature Gas Industry.* 2019. V. 39. № 11. P. 97–104. <http://dx.doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2019.11.013>
35. *Kong Y., Yang X.H., Xu J.* Study and application of a high temperature drilling fluid with strong plugging capacity // *Drill. Fluid Complet. Fluid.* 2016. V. 33. № 06. P. 17–22. <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1001-5620.2016.06.003>
36. *Test method for physical and chemical properties of shale by drilling fluid: SY/T 5613-2016 [S], 2016.*