

УДК 622.276.5

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-3-58-67

Научная статья

EDN: PIZMDI

КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЙ КОНТРОЛЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОХАЙ

Ван Ц.¹, Е.С. Юшин¹, Ян Ю.¹,
Чу Ц.^{2,3}, И. Ефенди⁴¹ РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ
НАРОДОВ ИМ. ПАТРИСА ЛУМУМБЫ
(МОСКВА, РОССИЯ)² РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ (МОСКВА, РОССИЯ)³ МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА
(МОСКВА, РОССИЯ)⁴ КИТАЙСКИЙ НЕФТЯНОЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ПЕКИН, КНР)

Original article

TECHNOLOGIES FOR SAND CONTROL IN THE DEVELOPMENT OF UNCONSOLIDATED RESERVOIRS AT THE BOHAI OFFSHORE OIL FIELD

Wang J.¹, E.S. YUSHIN¹,
Yang Y.¹, Chu J.^{2,3}, I. EFENDI⁴¹ PEOPLES' FRIENDSHIP UNIVERSITY OF
RUSSIA NAMED AFTER PATRICE LUMUMBA
(MOSCOW, RUSSIA)² SERGO ORDZHONIKIDZE RUSSIAN STATE
UNIVERSITY FOR GEOLOGICAL PROSPECTING
(MOSCOW, RUSSIA)³ LOMONOSOV MOSCOW STATE UNIVERSITY
(MOSCOW, RUSSIA)⁴ CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM
(BEIJING, CHINA)

Основные продуктивные горизонты Бохайского нефтяного месторождения представлены рыхлыми песчаными коллекторами с низкой степенью цементации. В процессе разработки и эксплуатации таких залежей повсеместно возникает проблема выноса песка, что ограничивает эффективность и экономичность добычи. В результате длительных исследований на месторождении Бохай произошел переход от применения традиционных гравийных фильтров к технологиям контролируемого выноса песка и далее к адаптивным системам пескоконтроля. Сформирован комплекс технологий, ставших ключевыми инструментами стабилизации и увеличения добычи. В работе рассмотрены технологии гравийной набивки, контролируемого выноса песка, адаптивного пескоконтроля, а также гидроразрыва пласта с гравийной набивкой в глубоких наклонно-направленных скважинах. Показано, что технология гравийной набивки прошла эволюцию от однослойной циркуляционной закачки до многослойной гравийной набивки.

Технология контролируемого выноса песка позволила повысить эффективность разработки и коэффициент извлечения нефти за счет оптимизации работы призабойной зоны.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Бохайское нефтяное месторождение; тяжелая нефть; рыхлые песчаные коллекторы; вынос песка; гравийная набивка; контролируемый вынос песка; адаптивный пескоконтроль

The main productive reservoirs of the Bohai oil field are unconsolidated sandstone reservoirs with low degrees of cementation. During the development and production of such reservoirs, sand production is a widespread problem, which limits production efficiency and economic performance.

Through long-term research in the Bohai oil field, a technological evolution has been achieved from conventional gravel packing to controlled sand production and further to adaptive sand control systems. A comprehensive set of technologies has been established, becoming one of the key methods for production stabilization and enhancement.

This paper reviews gravel packing technology, controlled sand production technology, adaptive sand control technology, and hydraulic fracturing with gravel packing in highly deviated wells. It is shown that gravel packing technology has evolved from single-stage circulating gravel placement to multistage gravel packing.

KEY WORDS: Bohai oil field; heavy oil; unconsolidated sandstone reservoirs; sand production; gravel packing; controlled sand production; adaptive sand control; hydraulic fracturing with gravel packing; highly deviated wells

ВВЕДЕНИЕ

Рыхлые песчаные коллекторы составляют около 80% разрабатываемых морских нефтяных месторождений залива Бохай. Для них характерны широкое распространение, небольшая глубина залегания и слабая цементированность, что обуславливает высокую вероятность выноса песка при эксплуатации скважин. По статистике, около 90% скважин на месторождениях залива Бохай требуют применения технологий пескозащитного заканчивания, от эффективности которых напрямую зависит коэффициент извлечения нефти.

Развитие технологий контроля выноса песка на месторождении Бохай прошло три основных этапа: традиционная гравийная технология, контролируемый вынос песка и адаптивный контроль песка [2].

Первый этап – традиционный контроль выноса песка. Его основная цель заключалась в полном предотвращении выноса пластового песка. На этом этапе преимущественно применялись методы плотной пескозащиты, прежде всего гравийная набивка. Ключевым технологическим достижением стал переход от однослойной циркуляционной гравийной набивки к многослойной. При однослойной набивке для каждого продуктивного пласта требовалось последовательно выполнять перфорацию, пескозащитное заканчивание, установку заглушки и повторную перфорацию, что было трудоемким и дорогостоящим процессом. Многослойная гравийная набивка позволяет за один спуск оборудования выполнить пескозащитное заканчивание сразу нескольких пластов [7], существенно повышая эффективность работ. Однако применение плотного фильтра снижает проницаемость призабойной зоны пласта, что приводит к увеличению скин-фактора.

Второй этап – контролируемый вынос песка. Его концепция основана на контролируемом выносе части мелких песчаных и глинистых частиц, что способствует формированию высокопроницаемых каналов в призабойной зоне пласта и улучшению ее фильтрационных свойств. Впервые данная технология была успешно применена на скважине CF1 месторождения SZ-36-1, а затем получила распространение на месторождениях QHD-32-6, PL-19-3 и других.

Третий этап – адаптивный контроль выноса песка. Его концепция основана на индивидуальном проектировании системы пескозащиты для каждой скважины и каждого продуктивного интервала. Это позволяет максимально реализовать продуктивный потенциал каждого пласта при гарантированном предотвращении выноса песка. Одновременно для глубоких наклонно-направленных скважин была разработана технология гидроразрыва пласта с гравийной набивкой, позволяющая обеспечить качественную укладку гравия даже при углах наклона ствола более 60°. Этого удалось достичь за счет оптимизации отношения диаметра промывочной трубы к диаметру фильтра (не ме-

нее 0,8) и применения вязкой жидкости-носителя.

Концепция контроля выноса песка на месторождении Бохай изменилась: от пассивного удержания песка – к его контролируемому использованию, от унифицированных решений – к индивидуальному проектированию, от технологий для вертикальных скважин – к технологиям для скважин сложного профиля.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОХАЙ И НЕОБХОДИМОСТЬ КОНТРОЛЯ ВЫНОСА ПЕСКА

Коллекторы месторождения Бохай представлены русловыми и дельтовыми отложениями, залегающими на небольшой глубине. Они характеризуются контактным типом цементации, высоким содержанием глинистых минералов и низкой механической прочностью. Для них также характерна выраженная неоднородность проницаемости: с увеличением проницаемости снижается прочность цементации пород, что приводит к повышению риска выноса песка [1].

Процесс выноса песка протекает в две стадии. На первой стадии под действием горного и фильтрационного напряжений скелетные зерна породы переходят в подвижное состояние. На второй стадии подвижные частицы песка выносятся потоком пластового флюида. Высокая вязкость тяжелой нефти (до 380 мПа·с) способствует интенсификации выноса песка. Коллекторы характеризуются высокой чувствительностью к воздействию воды и изменению напряженного состояния пород.

Вынос песка приводит к закупорке и засыпке подземного оборудования, абразивному износу электроцентробежных и винтовых насосов, эрозионному износу наземных трубопроводов, а также снижению безопасности эксплуатации. На морских платформах действуют жесткие ограничения на содержание песка в добываемой продукции – не более 0,003%. Интенсивный вынос песка может вызвать потерю устойчивости стенок скважины, деформацию обсадной колонны и даже выход скважины из эксплуатации. По статистике, доля скважин с поврежденной обсадной колонной в рыхлых песчаных коллекторах превышает 10%, а на отдельных месторождениях (или участках, если это точнее соответствует оригиналу) достигает 30%.

ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ВЫНОСА ПЕСКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БОХАЙ

До 2002 г. для разработки рыхлых песчаных коллекторов месторождения Бохай преимущественным методом контроля выноса песка являлась гравийная набивка, основной целью которой было предотвращение выноса песка из скважин. Принцип гравийной набивки заключается в том, что засыпной гравий задерживает частицы пластового песка, а противогиль-

традиционный экран (фильтр) удерживает сам гравий, формируя многоступенчатый барьер для миграции песка.

ТЕХНОЛОГИЯ ОДНОСЛОЙНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ

Технология однослойной циркуляционной гравийной набивки являлась базовым методом контроля выноса песка на раннем этапе разработки месторождения Бохай; до 1998 г. она широко применялась при заканчивании скважин с пескозащитой. Принципиальная схема процесса (рис. 1) заключается в следующем: гравийно-жидкостная смесь закачивается насосом по бурильной колонне, затем через отверстия сервисного инструмента поступает в зону набивки, далее через муфту гравийной набивки попадает в кольцевое пространство между фильтром и обсадной колонной, а также в перфорационные каналы пласта, постепенно заполняя интервал пескозащиты. Гравий, размещенный в кольцевом пространстве «фильтр – обсадная колонна» и в призабойной зоне пласта, задерживает пластовый песок, а фильтр, в свою очередь, удерживает сам гравий, формируя многоступенчатую систему барьеров для предотвращения выноса песка.

Недостатки технологии включают многооперационность, необходимость многократных спуско-подъемных операций, высокий риск повреждения пласта и низкую эффективность в многослойных коллекторах. Вместе с тем, для скважин с небольшим числом продуктивных интервалов (до трех) и при про-

ВАН ЦЗЮНЬСЯН, Е.С. ЮШИН,
ЯН ЮЙМИН, ЧУ ЦЗЮНЬ, И. ЕФЕНДИ
КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЙ КОНТРОЛЯ
ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
НЕСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОХАЙ

ведении ремонтных работ эта технология сохраняет практическую значимость. Последующие усовершенствования инструмента, включая добавление штуцера закрытия и механического центриатора, позволили повысить его надежность [12].

ТЕХНОЛОГИЯ МНОГОСЛОЙНОЙ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ

Технология многослойной гравийной набивки позволяет за один спуск колонны выполнить пескозащитное заканчивание сразу нескольких продуктивных пластов. Основной принцип технологии заключается в следующем: однократная перфорация обеспечивает вскрытие всех продуктивных интервалов, после чего в скважину спускается компоновка, включающая верхний главный пакер, промежуточные изолирующие пакеры, внутренние и наружные узлы гравийной набивки, сигнализатор заполнения, проволоочный фильтр, переводник для закачки и циркуляции, нижний мост и другие элементы (рис. 2). С помощью пакерных систем продуктивные пласты разделяются на отдельные интервалы, после чего каждый интервал поочередно изолируется и осуществляется последовательная закачка гравийно-жидкостной смеси с заполнением кольцевого пространства и призабойной зоны.

Преимуществами технологии являются сокращение числа спуско-подъемных операций, возможность избирательной обработки интервалов, высокая плотность и качество размещения гравия, а также наличие сигнализации о завершении заполнения.

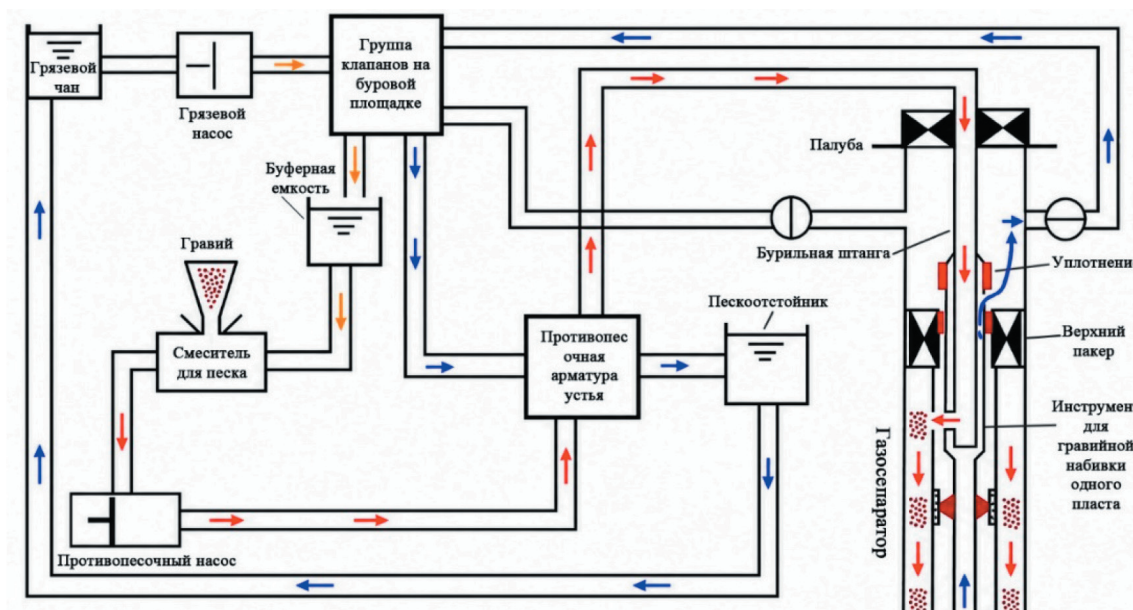


РИС. 1.

Принципиальная схема однослойной циркуляционной гравийной набивки

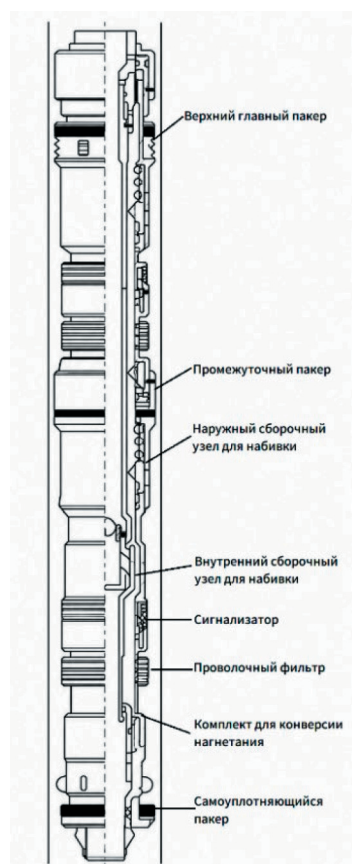


Рис. 2.
Односпускная колонна для многослойной гравийной набивки

Технология была внедрена с конца 1997 г. на месторождениях JZ9-3, SZ36-1 (II фаза) и QHD32-6. Бохай стал одним из регионов с наиболее широким применением технологий STMZ и DTMZ. Согласно исследованиям [10], STMZ-гидроразрыв для термошахт характеризуется низким скин-фактором, глубоким проникновением и высокой проводимостью трещины. При длине трещины до 20 м, ширине менее 20 мм и использовании гравия фракции 0,3–0,6 мм достигается высокая продуктивность скважин [13].

Согласно правилу R. J. Saucier, размер набивочного гравия выбирается на основе медианного размера пластового песка d_{50} : медианный размер гравия D_{50} принимается равным $(5-6) \times d_{50}$, где D_{50} – медианный размер набивочного гравия, d_{50} – медианный размер пластового песка в продуктивном интервале.

Согласно данным о характере проникновения пластового песка в гравийный слой [8], степень его проникновения определяется отношением RGS (ratio of gravel to sand size – отношение медианного размера гравия к медианному размеру песка). При $RGS < 5$ проникновение пластового песка отсутствует; при $5 < RGS < 6$ оно практически не наблюдается; при $6 < RGS < 8$ наблюдается слабое проникновение песка в гравий с образованием тонкого переходного

слоя; при $10 < RGS < 15$ пластовый песок со временем постепенно проникает в поровое пространство гравия и мигрирует внутри него; при $RGS > 15$ песок свободно проходит через гравийный слой, и он утрачивает функцию пескоудержания.

Таким образом, гравийная набивка, рассчитанная по правилу R. J. Saucier, приводит к формированию вокруг фильтра низкопроницаемой переходной зоны, представляющей собой смесь гравия и пластового песка, что обуславливает увеличение скин-фактора и снижение продуктивности скважины.

ТЕХНОЛОГИЯ КОНТРОЛИРУЕМОГО ВЫНОСА ПЕСКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БОХАЙ И ЕЕ ОСОБЕННОСТИ

В 2002 г. на месторождении Бохай начала внедряться концепция контролируемого выноса песка. В отличие от традиционного подхода, направленного на полное предотвращение выноса песка, эта концепция предусматривает контролируемый вынос части мелких песчаных и глинистых частиц. На основе анализа гранулометрического состава пластового песка и прогноза пескопроявления подбираются фильтр и набивочный гравий с оптимальной пескоудерживающей способностью. В частности, медианный размер набивочного гравия принимается равным $D_{50} = (6-8) d_{50}$ или более, то есть, используется гравий несколько более крупной фракции по сравнению с традиционными рекомендациями. Это позволяет мелким частицам пластового песка и глины выноситься вместе с добываемым флюидом, предотвращая закупорку фильтра и каналов притока в призабойной зоне пласта. В результате происходит своеобразная «разгрузка» призабойной зоны, устраняется повреждение пласта, возникшее в процессе бурения и заканчивания скважины, формируются высокопроницаемые каналы, повышаются проницаемость призабойной зоны, коэффициент проводимости и, как следствие, продуктивность скважины.

МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ КОНТРОЛИРУЕМОГО ВЫНОСА ПЕСКА

При проектировании заканчивания скважины с пескозащитой в первую очередь выполняют прогнозирование пескопроявления. Для этого используют данные акустического каротажа, результаты лабораторных испытаний керна на прочность, сведения о пескопроявлении на соседних месторождениях, а также результаты испытаний разведочных скважин (DST). На основании этих данных определяется необходимость применения пескозащитного заканчивания. Затем по результатам гранулометрического анализа керна, данным геофизических исследований скважин и с учетом опыта эксплуатации соседних месторождений выбирают технологию и требуемую степень контроля выноса песка [4].

МЕТОДИКА ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЙ КОНТРОЛИРУЕМОГО ВЫНОСА ПЕСКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БОХАЙ

Направленные скважины

Если пластовый песок имеет крупную или среднюю зернистость, хорошо отсортирован, порода характеризуется удовлетворительной цементацией, нефть обладает благоприятными реологическими свойствами, а содержание глинистых минералов в коллекторе не превышает 10%, рекомендуется применять простейшую схему пескозащиты – спуск высокоэффективного фильтра после перфорации. При более мелкозернистом и плохо отсортированном пластовом песке, неудовлетворительных свойствах нефти и содержании глинистых минералов более 10% рекомендуется использовать гравийную набивку. Для обычных наклонно-направленных скважин применяют проволоочный фильтр, а для глубоких наклонно-направленных – высокоэффективный фильтр, который, помимо удержания пластового песка, обеспечивает дополнительное удержание набивочного гравия, компенсируя снижение эффективности гравийной набивки в скважинах с большими углами наклона ствола.

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Для горизонтальных скважин с открытым стволом при хорошо отсортированном пластовом песке, благоприятных свойствах нефти и содержании глинистых минералов менее 10% рекомендуется применять высокоэффективный фильтр, устанавливаемый непосредственно в открытом стволе. При плохо отсортированном пластовом песке, неудовлетворительных свойствах нефти и содержании глинистых минералов более 10% сначала устанавливают высокоэффективный фильтр, после чего выполняют гравийную набивку.

Степень фильтрации фильтра и размер набивочного гравия выбирают в соответствии с принципами контролируемого выноса песка. При необходимости применения гравийной набивки используют гравий увеличенного размера, что позволяет обеспечить контролируемый вынос мелких песчаных частиц вместе с добываемым флюидом, повысить проницаемость призабойной зоны и увеличить продуктивность скважины. Дополнительное повышение эффективности достигается за счет применения качественных буровых растворов для заканчивания скважин и оптимизации режима эксплуатации.

После завершения пескозащитного заканчивания в скважину спускают электроцентробежный или электровинтовой насос. Производительность насосной установки регулируют с помощью системы частотного управления (индивидуальной или групповой), поддерживая оптимальную депрессию на пласте, обеспечивающую реализацию режима контролируемого выноса песка [6].

ВАН ЦЗЮНЬСЯН, Е.С. ЮШИН,
ЯН ЮЙМИН, ЧУ ЦЗЮНЬ, И. ЕФЕНДИ
КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЙ КОНТРОЛЯ
ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
НЕСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОХАЙ

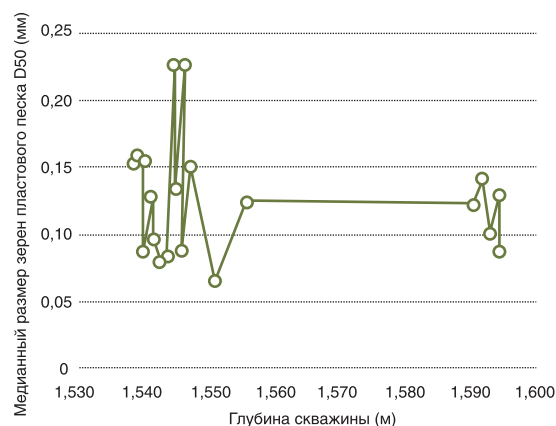


Рис. 3.

Медианные размеры пластового песка в соседней скважине CF1 на месторождении SZ36-1

ОПЫТ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛИРУЕМОГО ВЫНОСА ПЕСКА

В качестве примера рассмотрим скважину CF1 месторождения SZ36-1. Глубина залегания продуктивного пласта составляет 1300–1600 м, плотность нефти – 968 кг/м³, вязкость – 380 мПа·с, проницаемость коллектора – 500–2300 мД. Скважина представляет собой многоствольную горизонтальную скважину, законченную открытым стволом с установкой высокоэффективного фильтра.

По результатам гранулометрического анализа кернa соседней скважины медианный размер частиц пластового песка составил 0,05–0,15 мм (рис. 3).

Исходя из допустимого уровня выноса песка (10%), для проектирования системы пескозащиты медианный размер пластового песка был принят равным 0,081 мм. В соответствии с принципами контролируемого выноса песка медианный размер набивочного гравия должен в 6–8 раз превышать медианный размер пластового песка. На основании этого было определено, что пескоудерживающая способность установленного фильтра эквивалентна применению гравийной набивки с размером частиц 0,42–0,60 мм (30/40 mesh). Для сравнения, на ранних этапах разработки месторождения параметры пескозащиты определялись по правилу R.J. Saucier, которому соответствует гравий с размером частиц 0,25–0,42 мм (40/60 mesh).

После завершения пескозащитного заканчивания в скважину был спущен винтовой насос с погружным электроприводом производительностью 100 м³/сут. На начальном этапе эксплуатации насос работал стабильно: дебит жидкости составлял около 80 м³/сут, депрессия на пласт – 0,9 МПа, вынос песка не наблюдался.

В дальнейшем погружное оборудование было заменено на электроцентробежный насос производитель-

ностью 200 м³/сут, что позволило увеличить депрессию на пласт и реализовать режим контролируемого выноса песка. После запуска насоса дебит жидкости достиг 180 м³/сут. При этом выносимый песок дважды вызвал засорение фильтров технологической линии морской платформы, после чего режим эксплуатации стабилизировался. Вынос песка прекратился, дебит жидкости установился на уровне 165 м³/сут, обводненность составила около 1%, а депрессия поддерживалась в диапазоне 1,5–2,0 МПа.

После стабилизации режима эксплуатации суточный дебит скважины CF1 превысил проектное значение (100 м³/сут при депрессии 3 МПа). Аналогичные результаты были получены на горизонтальных многостовольных скважинах C25hf и C26hf платформы С, оборудованных системами контролируемого выноса песка, дебиты которых после ввода в эксплуатацию также превысили проектные значения (рис. 4).

Разработка месторождения SZ36-1 осуществлялась в два этапа. На первом этапе (опытный участок) были введены в эксплуатацию платформы А, В и J, на которых пробурено 64 скважины. Второй этап включал освоение платформ С, D, E, F, G и H, где было пробурено 186 скважин. Успешное внедрение технологии контролируемого выноса песка продемонстрировало преимущества такого подхода по сравнению с традиционной концепцией полного предотвращения выноса пластового песка, и открыло новые возможности для эффективной разработки залежей тяжелой нефти на месторождениях залива Бохай. В дальнейшем технология получила широкое распространение при бурении скважин уплотняющего бурения и освоении новых месторождений, включая вторую очередь разработки SZ36-1, месторождение QHD32-6, а также первую очередь разработки PL19-3, месторождение BZ25-1, группу месторождений Люйда, NB35-2 и другие.

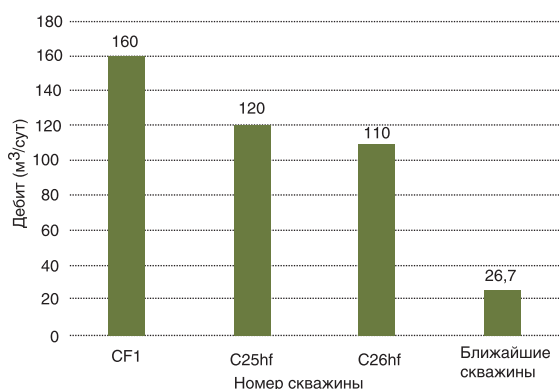


РИС. 4.

Производственные показатели трех скважин уплотняющего бурения месторождения SZ36-1 после применения технологии контролируемого выноса песка

В акватории залива Бохай также расположено значительное число низкорентабельных месторождений, характеризующихся высокими вязкостью нефти и обводненностью продукции. При использовании традиционных схем разработки их экономическая эффективность оказывается недостаточной, а внутренняя норма доходности не достигает требуемого уровня. Применение технологии контролируемого выноса песка позволяет повысить дебит отдельных скважин, сократить необходимое их количество для разработки месторождения, увеличить внутреннюю норму доходности проектов и тем самым расширить возможности освоения низкорентабельных месторождений.

ТЕХНОЛОГИЯ АДАПТИВНОГО КОНТРОЛЯ ВЫНОСА ПЕСКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БОХАЙ

Технология адаптивного заканчивания с контролем выноса песка

Технология контролируемого выноса песка позволила эффективно решить проблему интенсивного пескопроявления на большинстве месторождений Бохая, приуроченных к отложениям свит Минхуачжэнь и Гуаньтао, характеризующихся небольшой глубиной залегания и слабой цементацией пород. Однако на отдельных низконапорных месторождениях тяжелой нефти ее эффективность оказалась недостаточной. В связи с этим на основе концепции умеренного контроля выноса песка была разработана технология адаптивного (индивидуализированного) контроля выноса песка, предусматривающая подбор конструкции пескозащиты для каждой скважины и каждого продуктивного интервала.

Новый подход заменил традиционное проектирование заканчивания, ориентированное на платформу в целом, индивидуальным проектированием для каждой скважины. Для каждого продуктивного интервала выполняются отдельный анализ геолого-промысловых условий и подбор оптимальных способов и параметров контроля выноса песка. Такой подход позволяет при сохранении высокой эффективности пескозащиты максимально реализовать продуктивный потенциал каждого пласта. В результате технология контроля выноса песка стала одним из важнейших инструментов повышения и стабилизации добычи на месторождениях Бохая и внесла существенный вклад в достижение к концу 2010 г. годовой добычи нефти на уровне 30 млн т.

ОПЫТ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ АДАПТИВНОГО КОНТРОЛЯ ВЫНОСА ПЕСКА

При бурении и заканчивании горизонтальной многостовольной скважины A25M на одном из месторождений залива Бохай была реализована технология адаптивного контроля выноса песка, основанная на детальном проектировании конструкции для кон-

кретной скважины. Работы выполнялись в рамках интегрированного подхода к бурению и заканчиванию, при котором решения по заканчиванию принимались на этапе проектирования и проводки скважины.

Так, еще на этапе бурения была определена глубина установки электроцентробежного насоса, а соответствующий участок ствола выполнен с постоянным углом наклона. Для предотвращения засорения фильтра твердыми частицами при заканчивании применяли вибросито с размером ячеек 74 мкм (210 mesh) и проводили интенсивную циркуляцию бурового раствора для его эффективной очистки. В боковых стволах буровой раствор заменяли на буровой раствор на углеводородной основе плотностью 850 кг/м³, а в основном стволе – на глинистый раствор. Особое внимание уделялось обеспечению высокого качества ствола скважины и оптимизации его траектории для беспрепятственного спуска фильтра. При проектировании заканчивания учитывался риск преждевременного прорыва подошвенной воды, в связи с чем был установлен фильтр со ступенчатой характеристикой фильтрации, позволяющий замедлить конусообразование воды. Для изоляции глинистых прослоев применяли наружные пакеры.

Комплексное применение технологии адаптивного контроля выноса песка и интегрированного подхода к бурению и заканчиванию позволило получить дебит нефти около 800 м³/сут [11].

В настоящее время на месторождениях Бохая технология адаптивного контроля выноса песка широко применяется при проектировании пескозащитного заканчивания. Ежегодно с ее использованием вводится в эксплуатацию более 100 скважин, при этом эффективность пескозащитных мероприятий достигает практически 100%. Для большинства новых скважин фактические дебиты превысили проектные значения, а на ряде месторождений были получены высокодебитные скважины с производительностью около 1000 м³/сут нефти. В результате удалось устранить проблему низких начальных дебитов и их быстрого снижения, характерную для ряда скважин, оборудованных системами контролируемого выноса песка.

ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОРАЗРЫВА С ГРАВИЙНОЙ НАБИВКОЙ В ГЛУБОКИХ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БОХАЙ

Особенности применения технологии гидроразрыва пласта с гравийной набивкой в глубоких наклонно-направленных скважинах

При проведении гидроразрыва пласта с гравийной набивкой наиболее распространенными осложнениями являются преждевременное экранирование трещины, неполная закачка проппанта и образование песчаных мостов. Основными причинами этих осложнений являются неоптимальная компоновка внутри-

ВАН ЦЗЮНЬСЯН, Е.С. ЮШИН,
ЯН ЮЙМИН, ЧУ ЦЗЮНЬ, И. ЕФЕНДИ
КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЙ КОНТРОЛЯ
ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
НЕСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОХАЙ

скважинного оборудования, неправильно выбранные параметры закачки (особенно в неоднородных коллекторах, например на месторождении NB35-2), а также вынос пластового песка до начала операции, приводящий к накоплению песка в затрубном пространстве и образованию песчаных мостов.

ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ ПРОППАНТА ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА С ГРАВИЙНОЙ НАБИВКОЙ В ГЛУБОКИХ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Угол наклона ствола скважины оказывает влияние не только на величину гидравлических потерь при циркуляции, но и на эффективность операций по пескозащите [5]. Экспериментальные исследования показали, что в глубоких наклонно-направленных скважинах с углом наклона менее 60° влияние этого параметра на эффективность гравийной набивки незначительно, и процесс может осуществляться по стандартной технологической схеме. Однако при углах наклона более 60° эффективность гравийной набивки при традиционных режимах существенно снижается (рис. 5).

Это связано с тем, что с увеличением угла наклона ствола скважины направление действия гравитационных сил перестает совпадать с направлением транспортировки гравийной суспензии. В результате частицы гравия начинают оседать на нижней образующей стенке кольцевого пространства до достижения зоны перфорации или интервала вскрытия пласта. Постепенно формируется локальное скопление гравия («дюна»), которое под действием потока жидкости распространяется и смещается в направлении забоя.

При этом процесс заполнения кольцевого пространства происходит неравномерно и фактически реализуется по схеме «сверху вниз», а не по традиционной схеме равномерного заполнения интервала «снизу вверх». Это приводит к преждевременному перекрытию кольцевого пространства и формированию

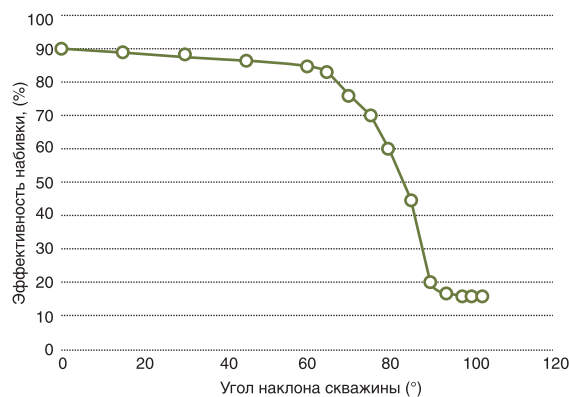


Рис. 5.

Зависимость эффективности гравийной набивки от угла наклона скважины

устойчивого песчаного моста, который препятствует дальнейшему продвижению гравия. В результате нижняя часть интервала пескозащиты остается незаполненной, что приводит к нарушению технологии и снижению эффективности операции пескозащиты.

Мероприятия, направленные на повышение эффективности операции:

- в процессе закачки осуществлять непрерывный мониторинг параметров операции в режиме реального времени и своевременно корректировать режим нагнетания;

- применять набивочную жидкость средней вязкости, обеспечивающую оптимальные транспортирующие свойства по отношению к частицам гравия и их устойчивое взвешенное состояние, что позволяет предотвратить образование песчаных мостов и пустот;

- увеличить отношение «промывочная труба – фильтр» (отношение наружного диаметра промывочной трубы к внутреннему диаметру фильтра), что приводит к уменьшению площади проходного сечения в кольцевом пространстве «промывочная труба – фильтр» и увеличению гидравлического сопротивления. В результате поток гравийной суспензии перераспределяется в кольцевое пространство «фильтр – обсадная колонна», что способствует более равномерному формированию гравийной набивки.

Экспериментальные исследования показали, что при значении отношения «промывочная труба – фильтр» выше 0,8 эффективность гравийной набивки существенно возрастает (рис. 6).

ТЕХНОЛОГИЯ КОНЦЕВОГО ЭКРАНИРОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА С ГРАВИЙНОЙ НАБИВКОЙ В ГЛУБОКИХ НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

Процесс формирования режима концевой экранирования трещины (tip screen-out, TSO) в рыхлых песчаниках глубоких наклонных скважин трудно поддается точному численному моделированию и воспроиз-

изведению в лабораторных условиях; в ряде случаев его возникновение также сложно достоверно зафиксировать. Формирование концевой экранирования определяется совокупностью факторов, включая ограничения существующих инженерных моделей, локальный или многоточечный характер развития экранирования, а также недостаточную точность измерений и интерпретации забойного давления.

Ключевым условием эффективного гидроразрыва пласта с гравийной набивкой в рыхлых песчаниках является оперативное управление процессом закачки, обеспечивающее формирование режима концевой экранирования трещины (TSO), остановку ее дальнейшего роста и переход к увеличению раскрытия трещины. В отличие от гидроразрыва в низкопроницаемых коллекторах, для высокопроницаемых пластов требуется формирование короткой трещины высокой проводимости [3, 9].

Формирование и стабилизация трещины достигаются последовательной закачкой: сначала относительно небольшого объема жидкости разрыва, затем низкоконцентрированной суспензии проппанта, обеспечивающей развитие и частичное заполнение трещины. После прекращения роста трещины последующая закачка суспензии способствует увеличению ее раскрытия, при этом требуется повышение концентрации проппанта в потоке.

На завершающей стадии закачки, как правило, снижают скорость нагнетания и частично открывают затрубное пространство для обеспечения контролируемого расхода на выходе, что способствует эффективному заполнению пристволенной части трещины. Снижение скорости закачки также может применяться при отсутствии признаков формирования концевой экранирования по данным забойного давления с целью его инициирования.

ОПЫТ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА С ГРАВИЙНОЙ НАБИВКОЙ В ГЛУБОКИХ НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

Технология гидроразрыва пласта с гравийной набивкой была применена на скважине Ах месторождения NB35-2. В скважине использовалась временная тампонирующая жидкость для выравнивания перепадов пластового давления между интервалами свиты Минхуачжэнь 0, I и II (при котором верхний интервал характеризуется интенсивным поглощением жидкости, а нижний – притоком флюида).

Благодаря оптимизации проектных решений и эффективному контролю технологических операций на скважине успешно выполнены операции микрогидроразрыва с гравийной набивкой для трех нижних интервалов (одиночные пласты), а также многослойного гидроразрыва с гравийной набивкой за один спуск для двух верхних интервалов.

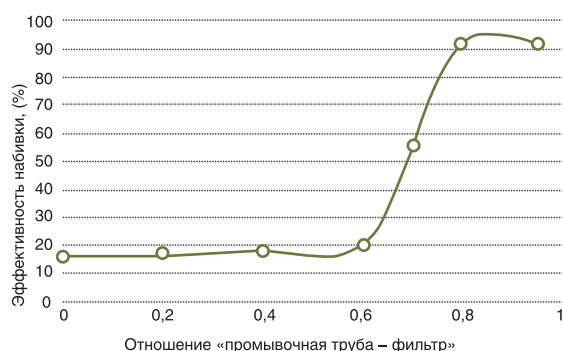


РИС. 6.

Зависимость эффективности гравийной набивки от отношения «промывочная труба – фильтр

По результатам пескозащиты установлено, что для одиночных интервалов линейная масса гравийной набивки превышала 134 кг/м, а для двух верхних интервалов – более 446 кг/м. Высота заполнения гравием над фильтром (глухой секцией трубы) превышала 1,8 м.

По результатам гидроразрыва пласта (табл. 1) скважина была успешно введена в эксплуатацию. Дебит жидкости составил 100 м³/сут, дебит нефти – 80 м³/сут.

ВЫВОДЫ

1. На месторождении Бохай сформирован комплекс технологий контроля выноса песка, включающий технологию гравийной набивки, технологию контролируемого выноса песка, адаптивную (индивидуализированную) технологию контроля песка, а также технологию гидроразрыва пласта с гравийной набивкой в глубоких наклонных скважинах. Эти технологии стали одним из ключевых инструментов увеличения и стабилизации добычи нефти на месторождении. Их внедрение и масштабное применение обеспечили эффективную разработку месторождения Бохай и представляют практический интерес для освоения аналогичных морских месторождений в Китае и за рубежом.

2. Технология контролируемого выноса песка, основанная на традиционных методах пескозащиты, предполагает использование детального анализа гранулометрического состава пластового песка и прогнозирования выноса песка для обоснованного выбора фильтра и гравийной набивки с заданной удерживающей способностью. Это позволяет снизить риск закупорки фильтра и каналов притока, улучшить фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны, повысить коэффициент проводимости и продуктивность скважин. Первое применение технологии на скважине CF1 дало положительные результаты, после чего она была масштабирована на месторождении Бохай и обеспечила устойчивый рост добычи.

3. Адаптивная технология контроля выноса песка, основанная на детальном проектировании для каждой скважины и каждого продуктивного интервала, позволяет максимально раскрыть потенциал пласта

при обеспечении эффективного контроля выноса песка. Технология была применена на сотнях скважин месторождения Бохай; при этом эффективность пескозащиты достигла 100%, а фактические дебиты большинства скважин превысили проектные значения. На ряде месторождений были дебиты нефти порядка 1000 м³/сут., и при этом устранены случаи низких начальных дебитов и их быстрого падения, характерные для ряда скважин с контролируемым выносом песка.

4. Технология гидроразрыва пласта с гравийной набивкой в глубоких наклонных скважинах включает четыре ключевых компонента: формирование хвостового фильтра, обоснование ключевых параметров гидроразрыва, предотвращение преждевременного экранирования, а также технологию закачки проппанта в условиях высоких углов наклона. Использование хвостового фильтра позволяет формировать короткие трещины высокой проводимости в высокопроницаемых пластах. Меры по предотвращению преждевременного экранирования обеспечивают стабильное проведение операции гидроразрыва. Оптимизированная технология закачки проппанта устраняет снижение эффективности гравийной набивки при углах наклона более 60°, обеспечивая качественное формирование фильтрующего слоя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дзюбло А.Д., Харченко Ю.А., Сторожева А.С., Сидоров В.В., Петренко В.Е., Иванов А.Н., Бондаренко В.А. Нефтегазосность, обустройство и разработка месторождений континентального шельфа: монография. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2025. 527 с.
2. Харченко Ю.А., Шахвердиев А.Х. Этапы освоения месторождений нефти и газа континентального шельфа // Российский государственный геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе. 2025. 70 с.
3. CHANG F.R. Application of Fracture-Packing Sand Control Technology // Journal of Shengli Oilfield Staff University. 2004. N 1. P. 28–30.
4. DENG J.G., LI P., ZHOU J.L. ET AL. Optimization of Sand Control Method for Moderate Sand Production

ТАБЛИЦА 1.

Результаты гидроразрыва пласта

Способ	Интервал	Расход при нагнетании, м ³ /с	Массовая концентрация проппанта, кг/м ³	Полудлина трещины, м	Высота трещины, м	Средняя ширина трещины, мм	Масса закачанного проппанта, т	Поверхностная концентрация проппанта, кг/м ²
ГРП с набивкой	Средне-верхний	0,032	60...719	27,0	21,5	6,4	11,9	1,88
	Верхний	0,032	60...599	24,0	16,0	8,1	10,0	2,67

- Wells in Offshore Unconsolidated Sandstone in China // *Acta Petrolei Sinica*. 2012. Vol. 33. N 4. P. 676–680.
5. **ECONOMIDES M., OLIGNEY R., VALKO P.** Unified Fracture Design. Orsa Press, 2002.
 6. **FAN B.T., DENG J.M.** Offshore Well Completion Technology and Concepts // *Oil Drilling & Production Technology*. 2004. Vol. 26. N 3. P. 23–26.
 7. **LI H.W.** Research on Single-trip Circulating Gravel Pack Sand Control Completion Technology // *Petrochemical Technology*. 2019. N 12. P. 325–330.
 8. **MA D.X.** Optimization Design of High-pressure Gravel Pack Sand Control Process Parameters // *Oil Drilling & Production Technology*. 2007. Vol. 29. N 3. P. 52–55.
 9. **ZHANG J. ET AL.** Handbook of Offshore Oil and Gas Well Completion. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
 10. **ZHANG M.** Research and Application of Autonomous One-trip Multilayer Gravel Pack Sand Control Technology // *Petrochemical Industry Application*. 2016. Vol. 35. N 3. P. 111–114.
 11. **ZHANG T., SHI M.L., WANG R. ET AL.** Experimental Study on Optimization of Gravel Pack Sand Control Design in Unconsolidated Sandstone Reservoirs // *Natural Gas and Oil*. 2026. Vol. 44. N 1. P. 61–67.
 12. **ZHANG Y.** Application of New Single-layer Gravel Pack Sand Control Tool and Supporting Technology // *Petrochemical Technology*. 2020. Vol. 27. N 3. P. 37–38.
 13. **ZHOU W.B.** Application of STMZ Gravel Pack Sand Control Technology in Bohai Bay // *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*. 2020. N 17. P. 244–245.

REFERENCES

1. **DZYUBLO A.D., KHARCHENKO YU.A., STOROZHEVA A.S., SIDOROV V.V., PETRENKO V.E., IVANOV A.N., BONDARENKO V.A.** Oil and gas potential, development and development of continental shelf fields: monograph. Moscow: RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. 2025:527. (In Russian).
2. **KHARCHENKO YU.A., SHAKHVERDIEV A.KH.** Stages of development of oil and gas fields on the continental shelf. Moscow: RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. . 2025:70. (In Russian).
3. **CHANG F.R.** Application of Fracture-Packing Sand Control Technology. *Journal of Shengli Oilfield Staff University*. 2004;1:28–30.
4. **DENG J.G., LI P., ZHOU J.L. ET AL.** Optimization of Sand Control Method for Moderate Sand Production Wells in Offshore Unconsolidated Sandstone in China. *Acta Petrolei Sinica*. 2012;33;(4):676–680.
5. **ECONOMIDES M., OLIGNEY R., VALKO P.** Unified Fracture Design. Orsa Press, 2002.
6. **FAN B.T., DENG J.M.** Offshore Well Completion Technology and Concepts. *Oil Drilling & Production Technology*. 2004;26;(3):23–26.

7. **LI H.W.** Research on Single-trip Circulating Gravel Pack Sand Control Completion Technology. *Petrochemical Technology*. 2019;12:325–330.
8. **MA D.X.** Optimization Design of High-pressure Gravel Pack Sand Control Process Parameters. *Oil Drilling & Production Technology*. 2007;29;(3):52–55.
9. **ZHANG J. ET AL.** Handbook of Offshore Oil and Gas Well Completion. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
10. **ZHANG M.** Research and Application of Autonomous One-trip Multilayer Gravel Pack Sand Control Technology. *Petrochemical Industry Application*. 2016;35;(3): 111–114.
11. **ZHANG T., SHI M.L., WANG R. ET AL.** Experimental Study on Optimization of Gravel Pack Sand Control Design in Unconsolidated Sandstone Reservoirs. *Natural Gas and Oil*. 2026;44;(1):61–67.
12. **ZHANG Y.** Application of New Single-layer Gravel Pack Sand Control Tool and Supporting Technology. *Petrochemical Technology*. 2020;27;(3):37–38.
13. **ZHOU W.B.** Application of STMZ Gravel Pack Sand Control Technology in Bohai Bay. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*. 2020;17:244–245.

Ван Цзюньсян,
аспирант Российского университета дружбы народов
им. Патриса Лумумбы

✉ 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6,
117198, 6 Miklukho-Maklaya Street, Moscow,
e-mail: 1042218149@rudn.ru

Юшин Евгений Сергеевич,
к.т.н., доцент Российского университета дружбы народов
им. Патриса Лумумбы

✉ 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6,
117198, 6 Miklukho-Maklaya Street, Moscow,
e-mail: yushin-es@rudn.ru

Ян Юймин,
аспирант Российского университета дружбы народов
им. Патриса Лумумбы

✉ 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6,
117198, 6 Miklukho-Maklaya Street, Moscow,
e-mail: 1042218150@rudn.ru

Чу Цзюнь,
аспирант Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
аспирант Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, 23 Miklukho-Maklaya Street, Moscow, Russia
e-mail: vladimirchujun@yandex.ru

Ефенди Иван,
аспирант Китайского нефтяного университета (Пекин)

✉ 102249, Пекин, район Чанпин, ул. Фусюэ, д. 18,
102249, 18 Fuxue Road, Changping District, Beijing, China
e-mail: Ivan.efndi@gmail.com