

МЕТОДЫ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ И ПРОПЛАСТКОВ: ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ЮРИЙ ЗЕМЦОВ

Начальник центра ПММ ПНП, ОАО «ЛУКОЙЛ»

Тенденции развития исследований и реализации технологий изоляции обводненных пластов и отдельных обводнившихся интервалов:

- Облагораживание цементных растворов введением в них различных добавок с целью повышения проникающей способности в пористые среды, увеличения прочности и пластичности, водо- и газонепроницаемости, понижения водоотдачи, повышения адсорбционных и адгезивных свойств. Повышение эффективности РИР с применением цементных растворов достигается также увеличением давления их закачки при использовании современных пакерующих устройств. Указанное «облагораживание» повышает надежность и эффективность РИР, но увеличивает трудоемкость и стоимость работ, вследствие чего окупаются от 6% до 22% их количества.
- Совершенствование и разработка новых полимер-дисперсных, волокнисто-дисперсных, эмульсионных и дисперсно-эмульсионных систем. Следует отметить, что по ряду указанных выше при обзоре причин они не могут быть широко и эффективно реализованы на месторождениях Западной Сибири.

- Использование жидких гомогенных легко фильтрующихся в пористые среды тампонажных материалов — жидкого стекла и композиций на его основе, гелеобразующих составов на основе сшивающихся ПАА, кремнийорганических реагентов и композиций.
- Применение технологий комбинации различных водоизолирующих реагентов — закачка большеобъемных оторочек (30–100 м³), легко фильтрующихся в пористые среды водоизолирующих композиций, например ГОС, и последующее докрепление экрана со стороны ствола скважины высокопрочными тампонажными материалами: цементными растворами, отверждаемыми полимерами или кремнийорганическими реагентами.
- Применение комплексного воздействия на высокообводненные участки залежей с производством работ по выравниванию профилей приемистости и перераспределению потоков закачки воды в нагнетательных скважинах и одновременным выполнением РИР по селективной изоляции обводненных пропластков в гидродинамически связанных добывающих скважинах.

Показатели отмеченных технологий могут служить сравнительным ориентиром при испытаниях новых и адаптации известных реагентов и методов изоляции пластов и отдельных обводнившихся интервалов в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

Технологии на основе дисперсных изоляционных реагентов

В первую очередь — это цементные растворы. Наиболее успешно цементные суспензии применяются для отключения нижних пластов или нижних интервалов. Успешность таких работ близка к 100%.

Менее эффективно отключение верхних пластов и отдельных верхних или средних обводненных интервалов — 50–60%, по мнению некоторых исследователей — 30–35%.

Продолжительность эффекта изоляции цементом отдельных интервалов, как правило, невелика — 2–4 месяца.

Низкая проникающая способность в пористые среды цементных суспензий не позволяет создать водонепроницаемый экран достаточной протяженности, способный длительное время противостоять напору воды в зоне наибольших депрессий вблизи ствола скважины, что является основной причиной низкой эффективности изоляционных работ и поиска новых тампонажных материалов.

На месторождениях Западной Сибири в последние годы находят применение модифицированные цементные растворы (МЦР), представляющие затворенный на воде цемент мелкого помола марки Г с введением специальных добавок — понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания, пластификаторов, пеногасителей и т.п.

Технология заключается в закачке суспензий в зону изоляции под давлением с использованием пакера. Продуктивные интервалы после изоляционных работ реперфорируются.

МЦР используются в 15–23% работ по изоляции обводненных пластов и их интервалов с успешностью 55,6–62,5%, приросты дебитов нефти — до 5,5 т/сут., накопленная дополнительная добыча нефти по успешным операциям — 1,2–1,9 тыс. т/скв.

Работы характеризуются высокой трудоемкостью и стоимостью, в силу чего экономически эффективны (окупаемы) только от 6% до 22% выполненных ремонтов.

Технологии на основе полимер-дисперсных систем (ПДС)

Основными компонентами этой системы являются ионогенные полимеры с флокулирующими свойствами, преимущественно ПАА, и дисперсные частицы, в основном глины, подбором типа и концентраций которых создаются условия полного связывания (флокуляции) полимером частиц с образованием устойчивых глобул значительных размеров, движение которых в пористой среде значительно затруднено или даже невозможно. Чем и обуславливается эффект водоизоляции.

Кроме ПАА в системах ПДС предложено применять полиоксизетилен, КМЦ, полимер ВПК-402, простые эфиры целлюлозы, а также модифицировать добавками щелочных реагентов: щелочными стоками производства капролактама, триполифосфатом, карбонатом и гидроксидом натрия.

Отмеченные разработки относятся преимущественно к водоизоляционным работам при перераспределении потоков нагнетаемой воды и увеличении охвата пласта заводнением, то есть к вопросам ПНП. Информация по их практическому применению при РИР в добывающих скважинах отсутствует.

Применение эмульсий

Применяют как «прямые» (масло в воде), так и «обратные» (вода в масле) эмульсии. В качестве основных компонентов эмульсий используются жидкие углеводороды: высоко смолистые и асфальтеносодержащие нефти или тяжелые жидкие продукты ее переработки. Для повышения устойчивости и изолирующего эффекта в эмульсии предложено вводить ПАВ, бентонит, резиновую крошку, применять докрепление цементом или другими агентами.

Эффект изоляции кратковременен вследствие, во-первых, относительно кратковременной стабильности эмульсий в пластовых условиях, во-вторых, из-за отсутствия эффекта полного тампонажа изолируемых пропластков, что наблюдается, например, при использовании твердеющих в полном объеме или пространственно сшивающихся тампонажных материалов.

По этой причине применение эмульсий при РИР носит ограниченный характер, чаще — для временной изоляции водоносных интервалов пласта, например, при последующей направленной кислотной ОПЗ продуктивных интервалов пласта.

Классификация методов водоизоляции

- технологии, заключающиеся в перекрытии движения водных фильтрационных потоков по промытым участкам пласта благодаря реологическим свойствам нагнетаемого реагента, — реляционные реагенты;
- технологии, приводящие к снижению проницаемости промытых интервалов пласта за счет закачки дисперсных систем с различной степенью дисперсности, — дисперсные изоляционные реагенты;
- технологии, использующие пластовые условия (температура; пластовая вода или растворенные в ней соли; вещества, входящие в состав породы; давление; pH среды) либо специальные добавки для генерации изолирующих систем непосредственно в пласте, — изоляционные реагенты, генерируемые «in situ»;
- технологии, базирующиеся на осадко- или гелеобразующих композициях, создающих водоизолирующий экран в результате химического взаимодействия их составляющих, закачиваемых последовательно, — двухкомпонентные изолирующие реагенты;
- комбинированные или комплексные технологии: осадко-гелеобразующие технологии, механизм водоизоляции которых основан на образовании в пласте гелей, содержащих флокулированные полимера образующиеся «in situ» рыхлые осадки; то есть, это технологии с одновременным тампонажем водопроводящих каналов осадком и гелем — комплексные технологии.

Технологии с применением водорастворимых полимеров

Часть таких разработок можно отнести к применению реляционных реагентов, поскольку водоизолирующий эффект в них обусловлен высокой собственной вязкостью и адгезией полимеров к горной породе в водонасыщенных пропластках.

Другие композиции следует отнести к двухкомпонентным изоляционным реагентам, так как они образуют закупоривающую массу (осадок или гель) вследствие взаимодействия полимера со вторым реагирующим компонентом: солями пластовой воды, собственно пластовой водой, специальными сшивающими агентами.

В отдельных случаях, когда работают оба последних механизма (и осадко-, и гелеобразование), их можно отнести к комплексным осадко-гелеобразующим реагентам.

Следует отметить, что на сегодня применение при РИР водорастворимых полимеров это наиболее обширное направление, на котором базируются многие разработки почти всех ведущих институтов России: ВНИИ-нефть, ТатНИПИнефть, ВНИИКРнефть (НПО «Бурение»), СибНИИНП, ПермНИПИнефть и др.

15–20 лет назад предлагались разработки с применением, в основном, высокомолекулярного полиакриламида (ПАА) без его сшивки в пласте, «Гипана», «Гивпана». Примерно в то же время или несколько позднее — составы на основе мономеров акрилового ряда, композиций на основе метакриловой кислоты, сополимеры метакриловой кислоты и метакриламида («Метас») или частично гидролизованной полиметакриловой кислоты («Комета»), гипано-формалиновые смеси (ГФС).

В настоящее время все чаще и активнее предлагаются селективные водоизолирующие композиции на основе

Основные характерные условия месторождений Западной Сибири

- терригенные полимиктовые коллектора;
- высокая расчлененность и послойная неоднородность пластов;
- или, напротив, изотропность пластов и наличие при этом подстилающих вод в водоплавающих залежах;
- слабая минерализация пластовых вод (по месторождениям широтного Приобья в среднем около 20 г/л);
- относительно высокие пластовые температуры — от 60°C до 105°C и выше;
- продолжительный зимний период (6–7 месяцев) с низкими температурами атмосферы.

сшивающихся полиакриламидов — ВУСы, ГОСы различных составов.

В Западной Сибири ГОС на основе ПАА и сшивающего агента БХК испытан для изоляции обводненных пластов и пропластков на 16 добывающих скважинах месторождений «Урайнефтегаза» в начале 1980-х годов. Успешность РИР составила 81,2%, приросты дебитов нефти — в среднем 2,2 т/сут., дополнительно добыто 3,0 тыс. тонн нефти (около 200 т/скв.) и ограничен отбор 36,9 тыс. м³ попутно извлекаемой воды (2,3 тыс. м³/скв.).

В 1989 году на Самотлорском месторождении обработано 36 скважин гелеобразующим составом на основе полиакриламида ГОС-2. Технология РИР заключается в создании экрана из легкофильтрующегося гелеобразующего состава ГОС-2 с последующим докреплением водои углеводородоцементным раствором.

Обводненность в среднем снизилась с 92,6% до 84,5%, дебит нефти увеличился с 25,5 до 39,0 т/сут., дополнительная добыча нефти составила 925 т/скв.

На 50 скважинах месторождений «Сургутнефтегаза» в начале 1990-х годов испытана и внедрена технология ограничения водопритокков полимерными сшивающимися гидрогелями на основе ПАА: ГОС, ГОС-2, в качестве сшивателей в которых используются ацетат хрома или бихромат калия. Работы выполнялись с докреплением ГОС кремнийорганическими тампонажными составами ВТС.

Технология предназначена для ограничения практически всех видов обводнения, независимо от минерали-

зации пластовых вод, используется при 5–120°C, характеризуется легкостью регулирования реологических характеристик в процессе закачки и высокой селективностью, докрепление позволяет противостоять депрессии на пласт до 200 атм.

Успешность работ превысила 80%. Дополнительная добыча нефти составила от 0,7 до 3,6 тыс. т/скв.

В качестве сшивателя ПАА в высокотемпературных гелеобразующих составах ГОС-ВТ использованы ди- и триэтанолфенолы (фенолоспирт). Составы испытаны при изоляции прорыва нагнетаемых вод в резко неоднородных по проницаемости пластах БС 102+3 Тевлинско-Рускинского месторождения.

В ходе РИР произведена оценка эффективности изменения в процессе закачки реологических характеристик водоизолирующего агента с целью увеличения охвата и надежности изоляции разнопроницаемых водоносных пропластков: ньютоновская — неньютоновская жидкость, изменение вязкости и скорости гелирования отдельных порций.

Испытания проведены на семи скважинах двух участков, успешны все РИР. Обводненность скважин снизилась с 93–98% до 71–85%, получены приросты дебитов нефти от 1,1 до 4,5 т/сут. при ограничении отборов попутно извлекаемой воды от 27,5 до 59,8 м³/сут.

За время отслеживания эффекта в течение 15 месяцев дополнительная добыча нефти составила около 5,4 тыс. тонн (1,35 тыс. т/скв.), ограничение отбора попутной воды — 84,0 тыс. м³ (21 тыс. м³/скв.).

Технологии на основе силиката натрия (жидкого стекла)

Составы на основе силиката натрия — жидкого стекла (ЖС) относятся к двухкомпонентным изолирующим реагентам, при этом необходимо выделить две подгруппы технических решений применения жидкого стекла:

1. Методы, основанные на образовании нерастворимых осадков, например, при взаимодействии ЖС с растворами неорганических солей, в том числе пластовых, или щелочью;

2. Композиции, образующие гели, в роли инициаторов гелеобразования могут выступать соединения различной природы: кислоты, соли или эфиры органических кислот, неорганические соединения.

Ряд авторов считают жидкое стекло если не универсальным, то самым подходящим тампонажным материалом для решения самого широкого круга задач РИР: изоляция отдельных обводнившихся интервалов пласта, отключение пластов, ликвидация заколонных перетоков.

Исследователи проблем РИР в Западной Сибири также отмечают перспективность адаптации методов водоизоляции с применением ЖС к условиям месторождений данного региона.

Испытание технологии селективной изоляции обводненных интервалов пласта с применением жидкого стекла произведены:

- на трех скважинах Ермаковского месторождения; обводненность продукции скважин снизилась с 98–99% до 45–90%, дебит нефти вырос с 0,5–2,0 до 2,0–8,4 т/сут.;

Критерии оценки уровня разработок

- технологическая успешность РИР (процентное отношение количества работ с достигнутой целью к общему числу выполненных ремонтов данного вида);
- снижение обводненности продукции скважин после ремонта;
- прирост дебита нефти после ремонта;
- объем ограничения попутно добываемой воды;
- дополнительная добыча нефти;
- продолжительность эффекта.

- на Таллинском месторождении; обводненность скважины снизилась с 98,9% до 5,0%, дебит нефти увеличился с 0,5 до 20,0 т/сут., дополнительная добыча нефти составила 585 тонн;
 - на трех скважинах Лазаревского, Северо-Урьевского и Южно-Урьевского месторождений; все ремонты успешны, приросты дебитов нефти 1,7–1,8 т/сут., при продолжительности эффектов от 7 до 16 месяцев дополнительная добыча нефти составила 373–899 т/скв.
- Учитывая реально установленную возможность эффективного применения жидкого стекла на нефтепромыслах Западной Сибири, относительную дешевизну и технологичность работ на скважине с данным тампонажным материалом следует рекомендовать его дальнейшие более детальные исследования с целью адаптации к решению водоизоляционных задач в условиях месторождений данного региона. Предпочтение следует отдать композициям, образующим гели.

Технологии на основе кремнийорганических соединений (КОС)

Обширное направление разработок, посвященных изоляции обводненных пластов и их интервалов, — это технологии, основанные на использовании кремнийорганических соединений (КОС).

Реагенты данного класса относятся к селективным, так как образуют тампонажный материал при контакте с находящейся в порах водопромытых зон пластовой (нагнетаемой) водой и не образуют такового в продуктивных нефтенасыщенных интервалах. С учетом такого механизма образования тампонажного материала, КОС следует отнести к изоляционным реагентам, генерируемым «in situ».

Подавляющее большинство публикаций о практическом применении реагентов данного класса содержит сведения, по существу, о двух видах КОС: (1) этокси-производные органохлорсиланов — Продукт 119-204, Модификатор 113-63, композиции на их основе; (2) составы на основе этилсиликатов — Продукт 119-296 (119-296Т), АКОРы различных марок.

В Западной Сибири нашли также применение кремнийорганические водоизолирующие композиции на основе смесей этилсиликата (или АКОРов) и Продукта 119-204 с различными добавками — составы ВТС и НВТС.

Продукт 119-204 — однокомпонентный реагент готовой к употреблению товарной формы. Впервые испытан на Самотлорском месторождении в 1978–1979 годах под торговыми наименованиями опытных партий «ТСМ», «ТСЭ», промышленно применялся в Западной Сибири с 1983-го по 2000 год. Успешность РИР — в среднем 76%, средняя продолжительность эффекта — 9 месяцев.

Обводненность продукции скважин при изоляции пластовых и нагнетаемых вод в послыно неоднородных коллекторах снижается с 98–100% в среднем до 60%. На одну тонну реагента дополнительно добывается около 400 тонн нефти и сокращается отбор более 1000 м³ попутно извлекаемой воды.

Технологии, рекомендуемые к применению в Западной Сибири

Наиболее высоким научно-техническим уровнем из числа испытанных, промышленно освоенных и рекомендуемых к применению на месторождениях Западной Сибири являются технологии изоляции пластов и отдельных обводнившихся интервалов с применением:

- жидкого стекла, причем предпочтение следует отдать технологиям, основанным на образовании из него геля, а не осадка;
- кремнийорганических реагентов, а именно: составы на основе Продукта 119-204 (ВТС), АКОР-Б100, АКОР-БН;
- ВУС или ГОС на основе сшивающихся ПАА с докреплением созданного ими экрана кремнийорганическими или другими полимерными отверждающимися материалами.

Ряд публикаций свидетельствует, что Продукт 119-204 может эффективно использоваться в качестве докрепляющего тампонажного материала, закачиваемого в небольших объемах (1–5 м³) вслед за более крупными оторочками менее прочных, но более дешевых водоизолирующих реагентов.

Результаты применения АКОРов

К настоящему времени накоплено много информации о практическом применении при водоизоляционных работах кремнийорганических реагентов на основе алкиловых эфиров ортокремниевой кислоты (этилсиликатов) — это АКОРы различных марок.

Первым широкомасштабно внедрен в Западной Сибири состав АКОР-4. На месторождениях «Юганскнефтегаза» в 1986 году этим реагентом выполнены РИР в 41 скважине, в том числе в 29 — для изоляции отдельных обводненных интервалов пласта.

Успешностью работ составила 85%, обводненность продукции в среднем снизилась с 95% до 68%, дебиты нефти выросли в пределах от 1,2 до 13,5 т/сут., продолжительность эффекта — в среднем 10 месяцев.

При изоляции обводненных интервалов в монолитных нерасчлененных пластах эффективность ниже: успешность работ — 50%, снижение обводненности в среднем — с 97% до 86%, рост дебита нефти — 1,1–8,7 т/сут., продолжительность эффекта — до трех месяцев.

Было установлено, что в осложненных геологических условиях эффективность РИР возрастает при докреплении изолируемой зоны цементным раствором.

Результаты применения АКОРов марки «Б»

В последующие годы были разработаны одноупокопочные водорастворимые композиции реагента с регулируемым временем отверждения марок АКОР-Б100 и АКОР-Б300, предназначенные для применения при пластовых температурах, соответственно, до 100°C и 300°C. Отличительной особенностью этих АКОРов является спо-

Научно-технический уровень наиболее эффективных технологий

ВСЕГДА В ДВИЖЕНИИ



Технологии с применением жидкого стекла

- технологическая успешность работ — 71–93%;
- приросты дебита нефти после ремонта — 1,7–7,5 т/сут.;
- дополнительная добыча нефти — 0,4–0,9 тыс. т/скв.;
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды — 1,1–3,0 тыс. м³/скв.;
- продолжительность эффекта 6–16 месяцев.

Технологии с применением кремнийорганических реагентов АКОР-Б100, АКОР-БН, ВТС

- технологическая успешность работ — 75–87%;
- приросты дебита нефти после ремонта — 4,9–13,5 т/сут. (0,7–2,0 т/сут. в условиях высокой выработки пластов на последних стадиях разработки объектов при обводненности скважин 98–100%);
- дополнительная добыча нефти — 1,0–3,9 тыс. т/скв. (0,4–1,7 тыс. т/скв. в условиях высокой выработки пластов на последних стадиях разработки);
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды — 3,8–9,6 тыс. м³/скв.;
- продолжительность эффекта — 7–12 месяцев.

Технологии с применением ВУС или ГОС на основе сшивающихся ПАА с докреплением полимерными отверждающимися материалами

- технологическая успешность работ — 81,2–100%;
- приросты дебита нефти после ремонта — 4,5–13,5 т/сут.;
- дополнительная добыча нефти — 0,9–3,6 тыс. т/скв.;
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды — 2,3–22,1 тыс. м³/скв.;
- продолжительность эффекта — 9–15 месяцев.

способность образовывать достаточно прочный гель при кратном, в 4 и более раз, разбавлении водой.

АКОРы марок «Б» получили самое широкое применение, в том числе АКОР-Б100 — в Западной Сибири. В докризисный период 1990-х годов реагентом АКОР-Б100 здесь было выполнено более 1000 РИР.

Успешность работ составила 75–80%, обводненность продукции скважин снижена в среднем с 97% до 75%, дополнительная добыча нефти — в среднем 2 тыс. т/скв., продолжительность эффекта — до 12 месяцев. На одну тонну реагента дополнительно добыто 600–700 тонн нефти, экономический эффект составил 4,5 рубля на 1 рубль затрат на РИР, затраты на ремонт окупаются за два-три месяца.

Результаты применения АКОР-БН

Следующая разработка АКОРа — это АКОР-БН. Данный реагент более технологичен в работе и образует эффективный для тампонажа порового пространства гель при более кратном разбавлении водой — до 7–9 раз. Это позволяет еще более снизить стоимость водоизоляционных работ без ущерба их эффективности. Реагент нашел применение на промыслах Уральской нефтяной компании, Татарии, Белоруссии и Казахстана.

В Татарии отработана технология РИР составами АКОР-БН 102 с использованием гибких труб (колпубинга). Работы, выполненные в 2006–2008 годах на 13 сква-

жинах, имеют успешность 70%. Обводненность скважин снизилась с 70–98% до 55–80%, дополнительная добыча нефти составила 13,3 тыс. тонн, или 1,03 тыс. т/скв.

Продолжительность ремонтов снижена в 2,2 раза, эксплуатационные затраты с учетом коэффициента успешности работ по сравнению с базовым методом снизились в 1,7 раза. Экономический эффект составил 267,6 тыс. руб./скв.

Промышленное применение АКОР-БН 102 в Казахстане начато в 2002 году, в течение 2002–2007 годов РИР выполнены более чем в 100 скважинах. Работы по изоляции притока пластовых вод водонаполненным АКОР-БН 102 выполнены в 48 скважинах с успешностью 87,5%, дополнительная добыча нефти составила 12,5 тыс. тонн, или 267 т/скв. Обводненность снижается в среднем с 95% до 70%, дебит нефти увеличивается в среднем на 2,5 т/сут.

АКОР-БН 102 апробирован для докрепления гелеобразующих вязко-упругих составов (ВУС) на основе низкомолекулярных полиакриламидов. Установлено: при селективной изоляции водопритока в пластах с мощностью более 10 метров оптимальным вариантом является комбинированная закачка ВУС + АКОР-БН в примерном соотношении 40–60 м³ ВУС и 4–6 м³ водонаполненного АКОР-БН 102. РИР по схеме ВУС + АКОР-БН осуществлены в 41 скважине, успешность — 80,5%, дополнительная добыча — 26,8 тыс. тонн, или 653 т/скв.

Результаты применения кремнийорганических составов ВТС, НВТС

Специалистами институтов СургутНИПИнефть и СибНИИ НП совместно были разработаны водорастворимые кремнийорганические тампонажные составы ВТС и НВТС: (1) ВТС представляет собой смесь алкиловых и гликолевых эфиров этилсиликатов, содержит в качестве одного из компонентов Продукт 119-204; (2) НВТС является композицией, содержащей этилсиликат или АКОР, Продукт 119-204 и неонол.

Составы испытаны и внедрены на более чем 200 скважинах «Сургутнефтегаза». Успешность работ составила 78–86%, дополнительная добыча нефти — в среднем 1,6 тыс. т/скв., ограничение отборов попутной воды — в среднем 9,6 тыс. м³/скв., продолжительность эффекта — 7 месяцев.

Состав ВТС применялся без докрепления цементом, кроме того, прочностные характеристики полимера, образующегося из данного реагента, позволяют использовать сам ВТС в качестве закрепляющего тампонажного материала.

Наиболее перспективное, по мнению авторов, направление повышения эффективности работ по изоляции обводненных пластов и пропластков, в том числе в нерасчлененных или слабо расчлененных коллекторах, это закачка большеобъемной оторочки ГОС и докрепление созданного водоизолирующего экрана составом ВТС.

По этой технологии были выполнены РИР на 50 добывающих скважинах, дополнительная добыча нефти составила от 0,7 до 3,6 тыс. т/скв. 

6 - я Международная научно-практическая конференция

23-28 мая 2011 г. Россия, Геленджик



ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма
"Нитро"

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

Основные темы конференции:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru