

ОПЕРАТИВНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ЗАПОЛНИТЕЛЯ ТРЕЩИНЫ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА



Т.Е. ДЖАТЫКОВ¹,
сеньор-лектор, докторант,
практикующий инженер
по стимуляции добычи



Б.Ж. САГИНДЫКОВ²,
кандидат физ.-мат. наук,
ассоциированный
профессор



Қ. БИМҰРАТҚЫЗЫ³,
директор по научно-
исследовательской
деятельности

¹КАЗАХСТАНСКО-БРИТАНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, г. Алматы, 050000, ул. Толе би, 59

²НАО КАЗНИТУ ИМ. К.И. САТПАЕВА,
Республика Казахстан, г. Алматы, 050013, ул. Сатпаева, 22

³ТОО «EXPERT TEAM»,
Республика Казахстан, г. Алматы, 050046, ул. Егизбаева, 7/5

Гидроразрыв пласта является одним из самых эффективных методов интенсификации добычи углеводородов. В настоящее время он активно применяется на месторождениях по всему миру, а также у нас, в Казахстане. Сейчас многие разрабатываемые месторождения находятся на завершающей стадии, а новые месторождения находятся в таких геологических условиях, когда большая часть нефти извлекается из труднодоступных пластов. Гидроразрыв пласта позволяет сохранить экономическую рентабельность разработки таких месторождений. Однако, как и другие методы интенсификации, гидроразрыв пласта имеет ряд недостатков, среди которых – вынос расклинивающего агента, то есть проппанта. Вынос проппанта после гидроразрыва пласта на скважинах представляет собой серьезную проблему. Это и ухудшение скважинного оборудования с последующим уменьшением межремонтного периода скважин, и снижение продуктивности скважины. Существует множество методов борьбы с данной проблемой, включающие как превентивные, так и исправительные приемы. В данной статье приводится систематизация четырнадцати актуальных превентивных методов, на основе использования составов,

¹Автор для переписки. E-mail: t.jatykov@gmail.com

закрепляющих проппант в трещине. На основе физико-химических и технологических свойств применяемых материалов, а также знания основных причин выноса проппанта, приводится систематизация методов, результатом чего является алгоритм и матрица принятия первичных решений о применимости каждого метода для того или иного месторождения. Алгоритм и матрица были протестированы под условия применимости для месторождения Узень в Казахстане.

Статья может представлять интерес для инженеров гидроразрыва пласта, инженеров по добыче, технологов, а также других специалистов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: гидроразрыв пласта, вынос проппанта, прорезиненный проппант, нетрадиционные месторождения, зрелые месторождения, матрица принятия решений.

ҚАБАТТЫ ГИДРАВЛИКАЛЫҚ ЖАРУ КЕЗІНДЕ ОҢТАЙЛЫ ЖАРЫЛЫМ ТОЛТЫРҒЫШЫН ЖЕДЕЛ АНЫҚТАУ

Т.Е. ДЖАТЫКОВ¹, Сәтбаев университетінің «Мұнай – газ ісі» мамандығының PhD докторанты. «Мұнай – газ ісі» мамандығының магистрі (Heriot-Watt University, UK), Қазақстан-Британ Техникалық Университетінің сеньор-лекторы

Б.Ж. САГИНДЫКОВ², физика-математика ғылымдарының кандидаты, Сәтбаев университетінің қауымдастырылған профессоры (доцент)

Қ. БИМҰРАТҚЫЗЫ³, «Мұнай – газ ісі» мамандығының магистрі, (Heriot-Watt University, UK), Expert Team ЖШС-нің ғылыми-зерттеу қызметінің директоры

¹ҚАЗАҚСТАН-БРИТАН ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы Алматы қ., 050000, Төле би көшесі, 59

²ҚАҚ ҚАЗҰТЗУ АТЫНДАҒЫ К.И. СӘТБАЕВ,
Қазақстан Республикасы, Алматы қ, 050013, Сәтбаев көшесі, 22а

³ТОО «EXPERT TEAM»,
Қазақстан Республикасы, Алматы қ, 050046, Егизбаев көшесі, 7/5

Қабатты гидравликалық жару – көмірсутегі өндірісін ынталандырудың ең тиімді әдістерінің бірі. Ол бүкіл әлемде, сондай-ақ біздің еліміз Қазақстанда белсенді қолданылады. Қазіргі уақытта көптеген кен орындар игерілудің соңғы сатысында, ал жаңа кен орындар өнімі қиын геологиялық жағдайларда, басым бөлігі жетуге қиын қабаттардан өндіріліп жатыр. Гидравликалық жару осындай кен орындарды игерудің экономикалық тиімділігін сақтауға мүмкіндік береді. Алайда, басқа ынталандыру әдістері сияқты, гидравликалық жарудың да бірқатар кемшіліктері бар, оның ішінде проппанды, яғни тұрақтандырушы агенттің қайта шығуы. Проппанттың ұңғымада жүргізілген гидравликалық жарудан кейін шығуы маңызды мәселе болып табылады. Бұл ұңғымалық жабдықтың тозып, ұңғымаларды күрделі жөндеу кезеңінің төмендеуі; ұңғыма өнімділігінің төмендеуі. Алдын алу және түзету әдістерін қосқанда, бұл мәселемен күресудің алуан түрлі тәсілдері бар. Осы мақалада проппантты жарылымда бекітетін түрлі құрамдарды қолдануға негізделген он төрт алдын алу әдістері жүйеленген. Қолданылатын материалдардың физикалық-химиялық және технологиялық қасиеттеріне, сондай-ақ проппанттың қайта шығуының негізгі себептері туралы білімге сүйене отырып, әдістердің жүйеленуі келтірілген, осының нәтижесінде әрбір әдістің белгілі бір кен орында қолданылу мүмкіндігі туралы алгоритмі және алғашқы шешімдер қабылдау матрицасы құрылған. Алгоритм мен матрица Қазақстандағы Өзен кен орнының жағдайында тексерілді.

Мақала қабатты гидравликалық жару инженерлері, өндіріс инженерлері, технологтар және басқа да мамандар үшін қызықты болуы мүмкін.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: қабатты гидравликалық жару, проппанттың шығуы, резеңкеленген проппант, бейдәстүрлі кен орындар, ескірген кен орындар, шешімдерді қабылдау матрицасы.

QUICK DETERMINATION OF THE OPTIMAL FRACTURE FILLER FOR HYDRAULIC FRACTURING

T.E. JATYKOV¹, PhD candidate in petroleum engineering at Satpayev University, MSc in Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Senior-Lecturer

B.Zh. SAGYNDYKOV² PhD in Physico-mathematical sciences, Department of Mathematics, Satpayev University

K. BIMURATKYZY³, MSc in Petroleum Engineering, Heriot-Watt University. Science and Technology Director

¹KAZAKH-BRITISH TECHNICAL UNIVERSITY,
Republic of Kazakhstan Almaty, 050000, Tole bi street, 59

²NJSC "K.I. SATBAYEV KAZNRTU,
Republic of Kazakhstan, Almaty, 050013, Satpaev street, 22a

³TOO «EXPERT TEAM»,
Republic of Kazakhstan, Almaty, 050046, Egizbaeva street, 7/5

Hydraulic fracturing is one of the most effective methods for stimulation. At present, it is actively used around the world, as well as in our country, in Kazakhstan. Currently, many producing fields are at their advanced production stage, and new fields are in such geological conditions when hydrocarbons are extracted from tight reservoirs. Hydraulic fracturing allows maintaining the economic profitability of the development of such fields. However, like other stimulation methods, hydraulic fracturing has a number of disadvantages, including proppant flowback. Proppant flowback after hydraulic fracturing treatments is quite serious challenge. This could be the deterioration of the downhole equipment with a subsequent frequent workovers; decrease in well productivity. Some special methods including preventive as well as corrective measures already exist in the industry to overcome the proppant flowback problems. The paper considers systematization of fourteen preventive methods. Based on physical, chemical, and technological properties of each listed method, as well as the knowledge of the main reasons of the proppant flowback the authors systematize all methods and propose an initial decision-making algorithm and a matrix of methods applicability. The algorithm and the matrix were tested under conditions of Uzen field, Kazakhstan.

The paper may be of interest to fracturing engineers, production engineers, operation engineers, and other professionals.

KEYWORDS: hydraulic fracturing, proppant flowback, resin coated proppant, unconventional reservoirs, mature fields, decision matrix

ВВЕДЕНИЕ

Разработка трудноизвлекаемых запасов без таких технологий, как гидроразрыв пласта (ГРП) не всегда является возможным. В особенности это касается низкопроницаемых пород, высокострессовых пластов, сланцевого газа и других нетрадиционных месторождений [1]. Помимо этого ГРП сегодня применяется и на старых месторождениях со средними и высокими проницаемостями для поддержания экономически выгодной добычи. Ежегодно в Казахстане проводятся большие объемы работ по различным видам ГРП, что делает изучение данного вида работ весьма актуальным [2, 3]. Основным материалом при проведении ГРП является проппант, который заполняет трещину ГРП и не дает ей сомкнуться после окончания закачки. При этом под проппантом подразумевается любой наполнитель трещины, независимо от состава и физико-химических свойств. Одной из проблем,

связанных с проппантом, является его вынос после ГРП в течение всего периода добычи. Это приводит ко многим проблемам, некоторые из которых приведены ниже:

- Ухудшение работы насосного скважинного оборудования.
- Из-за преждевременного смыкания трещины у призабойной зоны пласта (ПЗП) значительно снижается продуктивность скважины.
- Проппант может оседать на забое, блокируя перфорации и снижая дебит практически до нуля, что приводит к дополнительным работам по очистке забоя.
- Уменьшение межремонтного периода (МРП) скважины.
- Ограничение добычи из-за ограничения в создаваемых депрессиях.
- Ухудшение экономических показателей скважины.
- Возникают проблемы с утилизацией вымытого проппанта (транспортировка, очистка).

Существует множество методов для борьбы с данной проблемой выноса проппанта из трещины. При этом их можно разделить на превентивные и на исправительные. Методы снижения выноса путем регулирования депрессии, скорости закрытия трещины, введения в уже существующую трещину склеивающих составов являются исправительными. При этом исправительными способами решают те проблемы, которые, в принципе, могли бы быть решены заблаговременно. Поэтому в данной статье акцент ставится именно на те методы, которые предотвращают причину.

Превентивные методы подразделяются по технологии заполнения трещины, по применяемым материалам, оборудованию для закачки. Нами в данной статье рассматриваются четырнадцать таких методов:

- прорезиненный проппант (ПП),
- прорезиненный проппант с активатором (ППА),
- прорезиненный проппант с наночастицами (ППН),
- проппант с добавкой резинового склеивающего реагента (ПДРСР),
- проппант с модификатором поверхности зерен (ПМПЗ),
- проппант со специальной химической пленкой (ПСХП),
- цилиндрический проппант (ЦП),
- микрофибры (МФ),
- терморезистивные микрофибры (ТМФ),
- терморезистивные полоски микрофибр (ТПМФ),
- изометрические глобулы (ИГ),
- расширяющиеся проппанты (РП),
- проппанты с модифицированной полимером поверхностью (ПМПП),
- проппанты, формирующиеся в пластовых условиях (ПФПУ).

Данные методы достаточно описываются в литературе, но не имеется определенной систематизации при необходимости их использования для определенных условий месторождений. Поэтому нами была поставлена цель построить матрицу принятия решений для выбора того или иного метода в борьбе с выносом проппанта. Для этого на основе изучения технологии, проведения интервью, исследования отечественного и зарубежного промыслового опыта была проведена систематизация данных по заданным критериям. Критерии подбираются на основе физических, химических, технологических и других свойств и параметров, обуславливающих

взаимосвязь между методами и геологическими объектами. Помимо этого были систематизированы фундаментальные причины выноса проппанта, которые также легли в основу матрицы.

В статье приводится построенная нами матрица принятия решений, а также методы ее обоснования. Показан алгоритм применения методологии. В качестве примера алгоритм был протестирован на данных месторождения Узень, взятых из открытых источников, в результате чего были показаны оптимальные методы для потенциального использования на данном месторождении. Авторы предполагают, что данная работа может быть удобным подспорьем для принятия решений при борьбе с выносом проппанта.

ПРИЧИНЫ ВЫНОСА ПРОППАНТА

Для принятия решения по выбору метода борьбы с выносом проппанта необходимо, в первую очередь, выяснить основные причины данного явления. Поэтому нами были проанализированы существующие общеизвестные процессы и состояния, которые, возможно, являются причинами выноса. Далее приводятся возможные причины и закономерности.

- Неустойчивая проппантная пачка, например, от влияния создаваемой депрессии на забое, которая приводит к циклическим нагрузкам.

- Медленное или быстрое вымывание проппанта из пристволенной зоны пласта (из полостей, трещин цементного кольца, зумпфа), например, в начале работы скважины при выводе ее на режим, а также во время ее долгосрочной работы.

- Увеличение горного напряжения по мере снижения пластового давления, которое приводит к увеличению нагрузки на зерна проппанта и частичное его разрушение.

- Медленное закрытие трещины из-за низкой скорости деструкции геля, что способствует осаждению проппанта и соответствующего перераспределения скрепляющих составов (например, ПП или склеивающих составов в хвостовой части).

- Высокий pH геля, брейкеры на основе персульфатов, сшиватели на основе титана отрицательно влияют на спекание проппантовой пачки ПП даже при условии наличия температуры [4, 5, 6].

- Увеличение газового фактора, т. е. падения давления ниже давления насыщения. При этом мощный многофазовый поток флюида приводит к увеличению гидродинамического сопротивления в трещине и, соответственно, к активному выносу проппанта из трещины [7].

- Большая интенсивность выноса проппанта из наклонно-направленных скважин, чем из вертикальных [8].

- Высокая вязкость нефти, агрессивный дизайн ГРП, циклические нагрузки при смене режимов работы ЭЦН или ШГНУ [9].

- Большая тенденция к выносу в неглубоких скважинах с малыми стрессами, а также неравномерное распределение проппанта по трещине с образованием пустот, пропусков, островков проппанта [10].

- Вынос ПП при освоении вследствие долгого закрытия трещины (более 3 суток). В основном, это в малопроницаемых пластах [6].

- Увеличение вязкости геля уменьшает конечную прочность спекшегося ПП.
- Меньший размер проппанта менее устойчив к выносу [11].
- Некорректный дизайн с большой подушкой или плохо несущим гелем приводит к тому, что зерна проппанта вытекают по образовавшемуся сверху каналу в трещине [12]. В этих каналах развиваются большие скорости, что и выносит проппант.

МАТРИЦА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

Для решения задачи, поставленной в данной статье, помимо определения причин выноса проппанта, был использован метод систематизации большого количества информации путем сведения результатов сравнения в таблицу категорий. Такой подход позволяет создать матрицу принятия решений, которая приведена в *таблице 1* и содержит все рассматриваемые в данной статье методы борьбы с проппантом. Основанием таблицы является набор критериев, выбранных после анализа, изучения и систематизации множества источников, промышленного опыта, интервью со специалистами и других источников информации, которые приводят свои результаты лабораторных, полевых, аналитических, статистических и других видов исследований. В результате данной систематизации были классифицированы физические, химические, технологические свойства материалов, а также соответствующие методы борьбы с выносом.

Помимо этого все критерии поделены на несколько категорий: высшими категориями являются свойства пласта, параметры скважины, доступность материала и геолого-технические мероприятия на скважине. Каждая из этих категорий далее подразделяется на подкатегории свойств:

- Во-первых, рассматриваются такие свойства пласта, как гетерогенность, наличие определенной фазы и вязкости пластовых жидкостей, температура, проницаемость, депрессия, пластовые напряжения.
- Во-вторых, требует внимания сама скважина, а именно ее конфигурация: вертикальная или горизонтальная, а также охват пласта перфорациями.
- В третьих, для применения того или иного метода необходимо наличие технологии в промышленных масштабах, поэтому критерием в данном случае является наличие или отсутствие материала на рынке.
- В четвертых, будущие операции, которые планируются на скважине, должны быть также учтены, в особенности работы, связанные с применением кислотных составов и паротепловых обработок.

Помимо вышеперечисленных критериев существуют также множество других, которые характерны для того или иного метода и рассматриваются при описании их особенностей.

Понимая всю сложность поставленной задачи и невозможности сведения всех возможных случаев в одну таблицу, нами были поставлены следующие ограничивающие условия.

- Рассматриваются только добывающие скважины.
- Рассматриваемые перфорации не оснащены механическими фильтрами.
- Рассматриваемые кислотные обработки подразумевают исключение закачек фтористоводородной кислоты.

• При сравнении методов между собой экономические показатели не рассматриваются методом из-за больших неопределенностей в данном пункте.

• Все методы в таблице являются превентивными.

• Все методы могут быть скомбинированы для решения и существующих проблем выноса.

Таким образом, сформировав список методов для борьбы с выносом проппанта, а также задав критерии выбора того или иного метода в виде свойств для заданных условий, появляется возможность построить матрицу принятия решений. Именно *таблица 1* и является данной матрицей, где нулями («0») обозначаются неприменимость метода, а единицами («1») – применимость. При этом нужно понимать, что некоторые параметры в матрице имеют численные значения, а некоторые – только качественные определения. Это связано с тем, что выбрать точные значения границ того или иного параметра не является возможным, так как существуют большие вариации от месторождения к месторождению. Здесь требуется инженерный подход, где под каждые определенные условия на основании качественных показателей инженер будет принимать решение, но уже базируясь на данной матрице как неким фильтром. То есть, читатель может использовать данную матрицу как скрининг для подбора метода борьбы для определенных пластовых и скважинных условий.

Далее в статье показаны обоснование применимости того или иного метода к заданным условиям, определенные отличительные особенности каждого из методов и другие условия и свойства применимости каждого из них. На основании такого анализа данные в *таблице 1* могут быть рассмотрены как матрица принятия решений.

Метод 1. Прорезиненный проппант (ПП)

На основе работ [4, 6, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 17] и знаний о причинах выноса различного типа проппанта были выявлены критерии применимости прорезиненного проппанта по различным свойствам и их значениям. Как видно из матрицы (*см. таблицу 1, строка 1*), прорезиненный проппант (в чистом виде без дополнительных активаторов, вяжущих добавок и др.) применим в большинстве случаев, за исключением температур ниже 50⁰С, при наличии больших циклических нагрузок, в сильновязких жидкостях, при наличии будущих операций, связанных с обработкой пласта кислотами и паром.

Помимо вышеописанных критериев, при выборе прорезиненного проппанта необходимо учитывать следующие свойства и условия.

• Прорезиненный проппант составляет полную или частичную массу закачки, при этом закачка проводится успешно по заданной дизайном программе.

• Проводимость трещины ГРП со временем падает даже при отсутствии выноса проппанта [14], поэтому связывать прямо проводимость и вынос проппанта не следует.

• Возможна также применимость ПП при наличии больших циклических нагрузок. При этом ПП выдерживает большее значение и количество циклических нагрузок, чем обычный проппант или песок.

• Вязкость нефти для применимости ПП желательна менее 50 сПз [9].

• Максимальная температура, при которой проппантная пачка стабильна, обычно меньше 1900С [15].

Таблица 1 – Матрица принятия решений при выборе метод для борьбы с выносом проппанта

Методы борьбы с выносом проппанта	Свойства пласта												Конфигурация скважины				Метод		Будущие операции						
	Гомогенность		Состав притока			Температура, С				Проницаемость, мД		Депрессия		Напряжение, атм		вязкость, сП		Вертикальная		Горизонтальная	Охват перфорации	Промышленный	Лабораторный		
	Многослоинный	Ламинированный	Нефть + вода	Газ + вода	Газ	0-30	30-50	50-120	120-200	Высокая	Низкая	Депрессионные перепадки	Стабильные	Высокое	Среднее	Низкое	Высоковязкие	Средневязкие	Вертикальные	Полный	Частичный	Проверенный	Испытываемый	НЧЛ, растворители	Устойчивость
1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0
2	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0
3	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0
6	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0
11	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0

- Освоение желательно начинать не ранее 12 и более часов, с минимальных дебитов для полного спекания и избегания гистерезиса [14].
- Конечная проводимость проппантной пачки больше зависит от качества жидкости ГРП, нежели от свойств проппанта, так как резиновая оболочка в требуемой мере удерживает мелкодисперсные частицы [16].
- Необходимо учитывать температуру стеклования для определения максимальной температуры применимости проппанта [18].
- Свойства ПП ухудшаются при увеличении рН среды [5, 18], наличия добавки аммония персульфата в качестве брейкеров [4] и боратных и титановых сшивателей [5].
- Свойства ПП не зависят от наличия сероводорода при любых концентрациях [17].
- ПП является гидрофобным, что способствует лучшей проводимости для нефти, нежели для воды, а также уменьшению солеотложений на его поверхности [16].

Метод 2. Прорезиненный проппант с активатором (ППА) спекания резины

На основе работ [7, 8, 13] было определено, что при низких температурах, ниже 50 градусов, там, где не справляется обычный ПП, может быть использован активатор. Активатор, в данном случае, способствует спеканию обычного ПП при низких температурах. Остальные свойства такие же, как и обычного ПП. Обобщенные параметры применимости показаны в *таблице 1, строка 2*.

В дополнение вышесказанного необходимо иметь в виду следующие интересные факты.

- Существуют некоторые операционные проблемы при закачке активатора во время ГРП. Так, [8] приводит случаи, когда активаторы снижали вязкость геля, вследствие чего происходил технический СТОП. Поэтому необходимо проверять совместимость геля и активатора.
- Обычно активатор действует путем термозакрепления, сшиванием либо путем растворения [13].

Метод 3. Прорезиненный проппант с наночастицами (ППН)

В статье [19] разработан новейший метод с использованием нанокompозитной резины, которая улучшает качество покрытия зерен, что придает большую прочность и химическую стабильность. По результатам обширных лабораторных тестов, технология Multi-walled carbon nanotubes (MWNT) по многим прочностным, проводным и химическим свойствам превосходит обычный песок и обычный ПП. Говоря про химическую стабильность, здесь не проверялось взаимодействие проппанта, покрытого MWNT с кислотами, с гелями с разными рН среды, а проверялось его свойство сохранять материал при физических воздействиях. Нами поставлены нули в ячейке влияния кислот на данный материал, вследствие того, что основу составляет обычный ПП. Обобщенные параметры применимости показаны в *таблице 1, строка 3*.

Метод 4. Проппант с добавкой резинового склеивающего реагента (ПДРСР)

Предыдущие методы скрепления проппанта основывались на том, что проппант обрабатывался резиновым покрытием уже на заводе. Технология обработки проппанта во время закачки отличается от них тем, что резиновое покрытие наносится во время основной закачки ГРП. Так, данная технология хорошо показана в работах [6, 20]. Они описывают технологию закачки проппанта с добавкой резинового склеи-

вающего реагента. Преимущества данной технологии в том, что она медленнее спекается, более прочная и долговечная по сравнению с обычным ПП, имеет широкий температурный диапазон применения. Помимо этого обладает универсальностью, так как может наноситься как на обычный песок, так и на заводской проппант. Система основана на эпоксидной смоле в отличие от ПП, в котором, в основном, используются фенолформальдегидные смолы. Расход вещества составляет от 1% до 4% от массы проппанта, при этом покрытие можно наносить как на весь проппант, так и на хвостовую часть. При этом данная технология весьма распространена и имеется большой опыт проведения полевых работ. Недостатками ПРД являются операционные дополнительные действия с точки необходимости дополнительного оборудования для смешивания компонентов резины, а также применение специальных химических растворителей после закачки для обработки оборудования. Обобщенные параметры применимости показаны в *таблице 1, строка 4*.

Метод 5. Проппант с модификатором поверхности зерен (ПМПЗ)

Добавление модификатора поверхностных свойств к проппанту позволяет уменьшать вынос проппанта путем создания на его поверхности пленки, увеличивающей коэффициент трения между зернами. Вдобавок этот метод хорошо помогает бороться с выносом мелких частиц, а также гидрофобизирует поверхность зерен. По лабораторным испытаниям показано, что ПМПЗ способствует равномерному вертикальному распределению проппанта путем уменьшения скорости осаждения вследствие высокого трения проппанта о стенку трещины [11].

В работах [11,12] приводят подробные опыты по изучению свойств проппанта, покрытого модификатором. По их результатам модификатор позволяет в несколько раз увеличить критическую скорость вдоль трещины по сравнению с необработанным проппантом.

Модификатор, как показывает практика, тяжело справляется при больших дебитах, но весьма хорошо работает в низко- и среднедебитных скважинах.

Успешное промышленное применение ПМПЗ показано в работах [8]. Обобщенные параметры применимости показаны в *таблице 1, строка 5*.

Метод 6. Проппант со специальной химической пленкой (ПСХП)

В статье [10] показаны результаты лабораторных работ по определению характеристик специального состава, наносимого на проппант. Данный состав консолидирует обычный проппант путем склеивания зерен друг к другу. Особенности данной технологии является ее независимость от давления и минимальных температур, так как эффект склеивания заключается в физическом, нежели химическом взаимодействии состава и проппанта. Добавка увеличивает пористость и проницаемость трещины, но по прочностным характеристикам незначительно уступает РП. Данная добавка может подаваться как в хвостовую часть общего проппанта, так и во всю закачку полностью или периодически. В полевых условиях имеется риск несовместимости геля с данной добавкой, что требует обязательного тестирования на совместимость. По заявлениям [10], химический состав значительно дешевле ПП. Основные условия применения показаны в *таблице 1, строка 6*.

Метод 7. Цилиндрический проппант (ЦП)

Одной из относительно новых технологий в борьбе с выносом проппанта является использование цилиндрического проппанта. Впервые промышленные испытания данной технологии были проведены на месторождении Арта в Египте в 2010 году [21]. Как показано в *таблице 1, строка 7*, данный проппант может быть использован практически во всех условиях, и единственным ограничением является цена и доступность в том или ином регионе. [9] в своей работе показывают области применения данного материала. Так, способность к уменьшению выноса проппанта не зависит от температуры, давления, как у ПП. ЦП может быть использован при добыче высоковязких нефтей. Закачка может осуществляться как в хвосте, так и полным объемом. При этом [21] предлагают оптимальный объем хвоста не менее 25% от массы основного проппанта, где в качестве основной массы проппанта может быть как обычный песок, так и заводской проппант. По результатам сравнения добычи [9, 21], накопленная добыча с применением ЦП больше, чем при использовании обычного ПП. ЦП сделан на основе бокситов, что означает два следствия: 1) ЦП обладает наиболее прочными характеристиками; 2) он стоит дороже, чем ПП. Обширный опыт применения ЦП на месторождениях Западной Сибири показан в работах [22], где описаны месторождения и полученные уроки.

Метод 8. Микрофибры (МФ)

Еще одним широко распространенным методом борьбы с выносом проппанта является применение микрофибр [23]. Микрофибры предназначены для создания сетки, которая позволяет удерживать проппант на месте. Фибры помогают быстро выводить скважины на режим и при этом они эффективней ПП. По результатам исследований [15], на тот момент уже существовали фибры, способные выдерживать воздействие кислот, высоких температур, что делает их очень удобными при определенных пластовых и операционных условиях. Но здесь, нужно иметь в виду, что существуют несколько разновидностей микрофибр со многими общими свойствами, кроме способности к стойкости к воздействию кислот и высоких температур. Так, согласно данным [15], микрофибры на основе стекла при температурах выше 150°C начинают медленно растворяться в воде, насыщенной кремнием, что ограничивает их применение при таких условиях.

При всех преимуществах микрофибр существуют большие ограничения в их применении. Из-за своей вязущей способности микрофибры вызывают большие операционные трудности, такие как проблемы в оборудовании при закачках, забивание устьевого оборудования при добыче, например, штуцера. [21] приводит примеры, когда забойный инструмент по гибким насосно-компрессорным трубам был засорен фибрами, что вызвало долгое освоение и соответствующие проблемы. Другим его наблюдением было то, что очень сложно выполнять замес проппанта, фибр и геля во время закачек ГРП. Хотя в целом, эффект от микрофибр в данном случае был положителен для удержания проппанта на месте. По замечаниям [8], эффект от использования микрофибр незначительный, при этом после вывода скважины на режим необходимо с осторожностью добывать, чтобы не засорить фибрами подземное и наземное оборудование.

Обобщенные условия применения микрофибр сведены в *таблицу 1, строка 8*.

Метод 9. Терморективные микрофибры (ТМФ)

Данный тип микрофибр был разработан для высокотемпературных скважин, где обычные фибры на основе стекла не пригодны. Глубокое исследование и разработку высокотемпературных фибр провели [15], где в качестве основы были использованы терморективные микрофибры. Данные фибры стабильны при температурах более 300⁰С в органических растворителях, в соляной кислоте и других средах. По результатам лабораторных исследований [15], показывают также их промышленное применение на скважинах с хорошими показателями скрепления проппанта и уменьшения его выноса. Обобщенные условия применения высокотемпературных микрофибр сведены в *таблицу 1, строка 9*.

Метод 10. Терморективные полоски микрофибр (ТПМФ)

Статья авторов [6] приводит результаты лабораторных и полевых исследований технологии добавления в проппант терморективных полосок микрофибр. ТПМФ улучшает стрессоустойчивость проппантной пачки к циклическим нагрузкам, может использоваться при любых пластовых температурах, очень устойчив к разрушениям при закачках. В среднем концентрация варьируется от 1 до 4% по массе проппанта. Как и любой заполняющий поры материал, ТПМФ незначительно снижает проводимость трещины. Его можно добавлять в конце закачки, тем самым снижая стоимость и уменьшая тенденцию снижения проводимости. Обобщенные условия применения высокотемпературных микрофибр сведены в *таблицу 1, строка 10*.

Метод 11. Изометрические глобулы (ИГ)

Большую популярность в борьбе с выносом проппанта приобрела технология изометрических глобул. Успешные промышленные работы были проведены в более чем 1000 скважин [24]. Данный материал представляет собой целлюлозное ядро, покрытое резиновым покрытием, где ядро составляет 85-94% от объема. ИГ закачивается либо в хвосте проппанта, либо по всей массе проппанта в объеме 10-15%. Они могут быть использованы с любым типом проппанта как с обычным песком, так и с керамическим проппантом. Основным преимуществом данной технологии является ее недороговизна и возможность использования по всему объему трещины в больших интервалах [24]. ИГ использовались на скважинах, где ГРП проводился в многослойных пластах с более чем 300 м интервалом обработки. Другим характерным отличием данной технологии является ее широкий диапазон использования как по температуре, так и по давлению. Основные условия применимости данной технологии приведены в *таблице 1, строка 11*.

Методы 12, 13 и 14

Методы 6, 12, 13 и 14, приведенные в *таблице 1 (строки 6, 12-14)*, на сегодня пока не имеют практического применения, но имеют большой потенциал для будущего применения, поэтому рассматривались нами и также были систематизированы в матрице.

В методе 12 используются расширяющиеся в пласте проппанты (РП) [24]. Материалом расширяющегося проппанта являются полимеры с запоминанием начальной формы, которые попадая в пласт, начинают расширяться при определенной триггер-

ной температуре и запаковывать трещину, тем самым увеличивая проводимость и предотвращая вынос.

В методе 13 приводится проппант с модифицированной полимерной поверхностью [26]. Данным материалом является полимер поли 2-фтор-4-винилпиридин с добавками метанола. Модификация поверхностных свойств песка или керамического проппанта позволяет получить способность реагрегации проппанта после разрушения проппантной пачки.

В методе 14 используется материал, способный образовать твердую проппантную пачку непосредственно в пласте, будучи закачанным в жидком виде [27].

Общие характеристики для методов борьбы с выносом проппанта

Анализируя приведенные выше четырнадцать методов, помимо их собственных отличительных свойств, также были определены общие условия, свойства и преимущества при их применении:

- уменьшаются сроки вывода скважины на безпроппантный (или максимально низкое содержание выноса проппанта) режим;
- большинство данных методов использовались промышленно, за исключением методов 8, 14, 15 и 16;
- методы устойчивы при малых и средних дебитах, а также, кроме нескольких отдельных методов, устойчивы и высоким дебитам;
- могут быть использованы в любых добываемых жидкостях;
- методы одинаково применимы для различных скважинных условий и свойств, таких как проницаемости, наклоны скважин, свойства перфораций, средних и низких стрессов, маломощных многослойных пластов;
- одинаково применимы в гомогенных пластах;
- уменьшаются проблемы с выносом мелкодисперсных частиц, образующихся в результате частичного разрушения проппанта;
- улучшаются фильтрационные характеристики трещины ГРП, то есть ее проводимость;
- при правильном подборе на основе критериев каждый из методов имеет весьма долгосрочный эффект;
- свойство материалов к воздействию пара и кислоты не изучены во многих источниках. Зная, что резины и полимеры подвержены воздействию кислоты по растворению и разложению, а также данные эффекты зависят от температуры, был сделан вывод, что в большинстве случаев там, где имеется прорезиненный проппант или фибры, существует большая вероятность ухудшения их свойств при воздействии на них паром или кислотами;
- при условии, что для заданного месторождения одновременно по критериям подходят несколько методов, решение по выбору конечного метода основывается на экономических параметрах, которые в данной статье не рассматриваются в связи с высокой неопределенностью в данной области.

Пример выбора метода для заданного месторождения

Для тестирования приведенной методики предлагаем использовать в качестве примера месторождение Узень, расположенное в Казахстане, в западной части страны.

В геологическом разрезе месторождения Узень установлено несколько песчаных горизонтов меловых и юрских отложений. Особенностью пород-коллекторов является высокая глинистость до 28,57%, чем обуславливаются очень малые проницаемости коллекторов на некоторых участках до 2 мД. Вследствие наличия таких трудноизвлекаемых зон на месторождении Узень проводятся работы по стимулированию добычи методом ГРП [28].

По данным [28], на месторождении существует проблема с наличием мехпримесей. Так, забой (зумпф и интервал перфорации) заполняется мехпримесями и солями. При этом не уточняется, что подразумевается под мехпримесями, следовательно, можно предположить, что частично они могут состоять из проппанта, выносимого из трещины ГРП.

Поэтому, возможно, существует необходимость борьбы с выносом проппанта на месторождении Узень, что делает его хорошим потенциальным кандидатом по тестированию нашего метода. Далее показывается способ применения нашего метода для данного случая.

Так, определив в *таблице 2* основные свойства месторождения относительно критериев, заданных в *таблице 1*, можно сделать следующие выводы, приведенные ниже. При этом необходимо разделить методы на три категории: неподходящие методы, подходящие методы и методы, подходящие при определенных условиях.

Неподходящие методы

- Для XIII и XIV горизонтов применение обычного ПП без дополнительного воздействия, а также ПП с наночастицами не являются возможными из-за низких пластовых температур и больших мощностей гетерогенных пластов.

- Так как в процессе эксплуатации имеются частые смены режима работы скважины, что вызывает большие циклические нагрузки, то проппант, связанный ПМПЗ, является нежелательным методом.

- Для XV-XXIV горизонтов применение ПП с наночастицами и применение ПП без добавок нецелесообразно, так как на месторождении имеются достаточно мощные пласты с большой вертикальной гетерогенностью. Также здесь нецелесообразно использовать ПП с добавкой активатора в хвостовой части закачки, так как температуры больше 30-40°C.

Подходящие методы. Данные методы применимы для всех имеющихся горизонтов:

- Закачка цилиндрического проппанта полностью в трещину или частично в хвостовой стадии ГРП, так как данный метод подходит по всем параметрам без ограничений. Единственным критерием окончательного выбора данного метода является экономическое и логистическое обоснование.

- Применение вяжущих волокон ТМФ является полностью подходящей технологией, при соответствующих экономических расчетах.

Подходящие методы при специальных условиях. Данные методы применимы для всех имеющихся горизонтов при заданных условиях.

- Использование простого проппанта с ПДРСР в качестве последней стадии возможно, при условии включения в регламент работ процедуры отказа от соля-

нокислотных обработок (СКО) и высокотемпературных работ на скважине после проведения ГРП в течение заданного срока.

- Применение пропанта с добавками ПСХП возможно при условии развития данной технологии в промышленных масштабах.
- Закачка пропанта совместно с микрофибрами или ТПМФ является хорошим методом, при условии отказа применения кислотных обработок после ГРП.
- Применение ИГ может быть обосновано при отсутствии СКО после ГРП.
- Новейшие разработки, такие как РП, ПМПШ, ПФПУ, могут быть использованы при двух условиях: наличия технологии в промышленных масштабах и отказа от применения СКО и тепловых обработок ПЗП после ГРП во время добычи.

Таблица 2 - Свойства и параметры месторождения Узень [28]

№	Свойство, параметр	Значение
1	Гетерогенность	Гетерогенный, многопластовый Имеются переслоения песчаников, аргиллитов, глин
2	Состав добываемой жидкости	Нефть и вода (Обводненность около 80%)
3	Температура	В зависимости от горизонта варьируется XIII – 50°C XIV – 60°C (фактически может быть близкой к 50°C в зависимости от расположения близлежащей нагнетательной скважины) XV – 64°C, XVI – 64°C, XVII – 66°C, XVIII – 68°C, XXI – 79°C, XXIV – 88°C При этом необходимо учитывать, что имеется система ППД, и это незначительно меняет текущие температуры
4	Проницаемость	Низкая до 2 мД
5	Циклические нагрузки	Частая сменяемость режимов работы скважины (механизированный способ добычи, отключение ППД, непредвиденные работы)
6	Стресс	В среднем для юрских горизонтов градиент горизонтального минимального напряжения составляет 0,12-0,15 атм/м При этом глубины варьируются от 1200 до 1900 м.
7	Вязкость в пластовых условиях	Средне-вязкая (4-14 мПа·с)
8	Конфигурация скважины	Вертикальная
9	Перфорации	Глубокие перфорации с большим отверстием. Полный охват эффективной зоны пласта, при этом имеются значительные интервалы без прострела между зонами интереса
10	Возможные обработки скважин после проведения ГРП	СКО, промывка горячей нефтью, промывка горячей водой

АЛГОРИТМ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПРОППАНТА

На основании описанной матрицы в *таблице 1*, а также ее тестирования на примере месторождения Узень нами предлагается алгоритм (*рисунок*) принятия первичного решения о выборе того или иного метода для заданного месторождения. Мы допускаем, что в каждом случае необходимы определенные дополнительные условия, соответствующие определенной технологии, которые необходимо рассматривать как вторичный фильтр. При этом конечным критерием будет служить экономический показатель, который в данной статье не рассматривается из-за больших неопределенностей в данной величине.

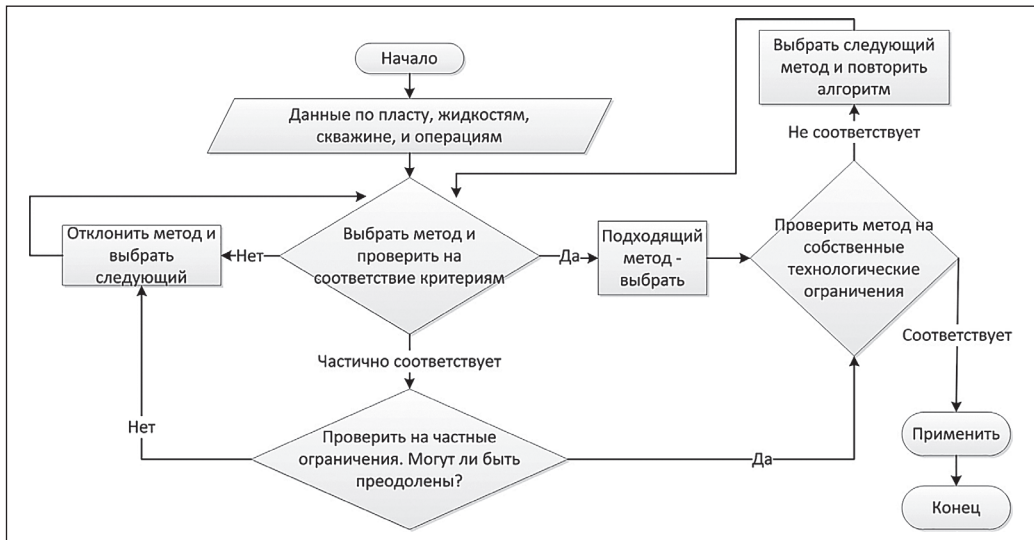


Рисунок 1 - Алгоритм применения матрицы принятия решения о выборе метода


Помимо больших преимуществ предлагаемого алгоритма и матрицы существуют и некоторые ограничения, которые также необходимо учитывать. Так, некоторые критерии задаются не численно, а качественно в виде некоторой категории. Например, при скрининге относительно проницаемости, стрессов, вязкостей, депрессий мы не задаем точных цифровых интервалов применимости того или иного метода. Поэтому качественная классификация оставляет некоторую неопределенность, которую инженер должен учитывать и принимать решения, опираясь на относительные характеристики. Но даже при этом такое ранжирование все же дает первые качественные представления о применимости методов.

ВЫВОДЫ

1. Систематизированы четырнадцать ныне актуальных превентивных методов борьбы с выносом проппанта на основе;
 - а) определения причин выноса проппанта;
 - б) физических, химических и технологических свойств материалов для закрепления;

- в) геологических свойств пластов;
- г) параметров скважины;
- д) возможностей технологий;
- е) различных операционных работ.

2. На основе систематизации построена таблица в качестве матрицы принятия первичного решения, которая позволяет с некоторой точностью и допущениями провести первичный скрининг для выбора метода борьбы с выносом проппанта для заданного месторождения углеводородов заблаговременно до начала работ по ГРП. При этом использован удобный способ задания условия в виде нулей и единиц.

3. Разработан и протестирован алгоритм, позволяющий работать с матрицей принятия решений. Данный алгоритм и матрица протестированы на реальные данные по месторождению и показан пример принятия решения. Предложенный алгоритм может быть использован в качестве инженерного метода. 

ЛИТЕРАТУРА

1. Istayev A., Jatykov T., Kosset T. Hydraulic fracturing in a devonian age carbonate reservoir: a case study. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 18-21 March; 2019. <https://doi.org/10.2118/191394-MS>.
2. Джатыков Т.Е., Сагиндыков Б.Ж. Современные особенности проведения гидроразрыва пласта как эффективного метода интенсификации добычи углеводородов. Нефть и газ. 2017.— № 3 — С.52-67 [Jatykov T.E., Sagindykov B. Zh. Modern characteristics of hydraulic fracturing as an effective method to intensify production of hydrocarbons. Oil and Gas / Neft' i Gas. 2017; 3: 52-67. (In Russ.)].
3. Джатыков Т.Е., Сагиндыков Б.Ж., Бимуратқызы Қ. Геологическая и геомеханическая модель при проектировании гидроразрыва пласта. Нефть и газ. 2018.— № 6 - С.46-61 [Jatykov T.E., Sagindykov B. Zh., Bimuratkyzy K. Geological and Geomechanical model for hydraulic fracturing design. Oil and Gas / Neft' i Gas. 2018; 6: 46-61. (In Russ.)].
4. Abbott J., Nosova K. E., Burukhin A. A., Barmatov E.B., Usova Z.Y. Setting The Standard For Resin Coated Proppant Testing. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 28-30 October; 2008. <https://doi.org/10.2118/115547-MS>.
5. Vreeburg R-J., Roodhart L. P., Davies D. R., Penny G.S. Proppant Backproduction During Hydraulic Fracturing-A New Failure Mechanism For Resin-Coated Proppants. Journal of Petroleum Technology. 1994; 46 (10): 884-889. <https://doi.org/10.2118/27382-PA>.
6. Nguyen P. D., Weaver J. D. Controlling Proppant Flowback In High-Temperature, High-Production Wells. SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, 13-14 May; 2003. <https://doi.org/10.2118/82215-MS>.
7. Курочкин Б.М., Полозков К.А., Гафтуняк П.И., Полозков А.В., Иванов Г.А. Применение материалов с адгезионными свойствами на нефтегазовых месторождениях Урало-Поволжья, Оренбуржья и специальных технологий крепления скважин в условиях севера. Москва: Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море; 2015: 37-41 [Kurochkin B.M., Polozkov K.A., Gaftunyak P.I., Polozkov A.V., Ivanov G.A. Use Of Materials With Adhesion Properties At Oil And Gas Fields Of The Urals-Volga Region, Orenburg Region And Application Of Special Technologies Of Well Cementing In Conditions Of The North Region. Moscow: Stroitelstvo neftyanih i gazovyh skvazhin na sushii i na more/Construction of oil and gas wells on land and sea; 2015: 37-41. (In Russ.)]
8. Browne D. J., Wilson B. A. Proppant Flowback Control In Deviated Shallow Gas Wells. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003; 42 (11): 29-34. <https://doi.org/10.2118/03-11-02>.

9. Letichevskiy A., Parfenov A., Belyakova L., Konchenko A., Borisenko A., Parkhonyuk S., Olennikova O., Klyubin A. Proppant Flow Back Control For Fracturing Low Temperature Formations Of Russia Methodology And Case Studies. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26-28 October; 2015. <https://doi.org/10.2118/176650-MS>.
10. Lu W., O'Neil B., Zhang K., Wang C., Quintero H. Enhancing Proppant Flowback Control Through Surface Treatment Of Proppant. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14-16 November; 2016. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18796-MS>.
11. Parker M., Weaver J., Van Batenburg D. Understanding Proppant Flowback. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3-6 October; 1999. <https://doi.org/10.2118/56726-MS>.
12. Van Batenburg D., Biezen E., Weaver J. Towards Proppant Back-Production Prediction. SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, 31 May-1 June; 1999. <https://doi.org/10.2118/54730-MS>.
13. Шагалеев Р.К., Корсуков М.В., Гареев А.М., Новоселова Д.В. Совершенствование технологии гидроразрыва пластов с целью обеспечения стабилизации продуктивности объектов воздействия во времени. Москва: Нефтепромысловое дело; 2014.— С.29-34 [Shagaleev R.K., Korsukov M.V., Gareev A.M., Novoselova D.V. Perfection Of A Formation Hydraulic Fracturing Technologies Providing Objects Productivity Stabilization In Time. Moscow: Neftepromyslovoye delo/Oilfield Engineering; 2014: 29-34. (In Russ.)].
14. Duenckel R. J., Barree R. D., Drylie S., O'Connell L.G., Abney K.L., Conway M.W., Moore N., Chen F. Proppants - What 30 Years Of Study Has Taught Us. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 9-11 October; 2017. <https://doi.org/10.2118/187451-MS>.
15. James, S. G., Samuelson, M. L., Reed, G. W., Sullivan, S.C. Proppant Flowback Control In High Temperature Wells. SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, 5-8 April; 1998. <https://doi.org/10.2118/39960-MS>.
16. Zoveidavianpoor M., Gharibi A. Application Of Polymers For Coating Of Proppant In Hydraulic Fracturing Of Subterranean Formations. A Comprehensive Review. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015; 24: 197-209. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.03.024>.
17. Gorshkov N., Abdrazakov D., Nesterova S., Bolyspayev N. Influence Of Hydrogen Sulfide On Proppants Performance. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Astana, Kazakhstan, 31 October - 2 November; 2018. <https://doi.org/10.2118/192580-MS>.
18. Dewprashad B., Abass H. H., Meadows D. L., Weaver J.D., Bennett B.J. A Method To Select Resin-Coated Proppants. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3-6 October; 1993. <https://doi.org/10.2118/26523-MS>.
19. Haque M. H., Saini R. K., Sayed M. A. Nano-Composite Resin Coated Proppant For Hydraulic Fracturing. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 6-9 May; 2019. <https://doi.org/10.4043/29572-MS>.
20. Trela J. M., Nguyen P. D., Smith B. R. Controlling Proppant Flow Back To Maintain Fracture Conductivity And Minimize Workovers: Lessons Learned From 1,500 Fracturing Treatments. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 13-15 February; 2008. <https://doi.org/10.2118/112461-MS>.
21. Edelman J., Maghrabia K., Mathur A. K., Semary M., Zaki A.S., Bernechea J.M. Rod-Shaped Proppant Provides Superior Proppant Flowback Control In The Egyptian Eastern Desert. SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition, Muscat, Oman, 28-30 January; 2013. <https://doi.org/10.2118/164014-MS>.
22. Valiullin A., Makienko V., Overin A., Yudin A., Gromovenko A. The First Experience Of Rod-Shaped Proppant Implementation In Western Siberia Oil Fields. SPE Russian

- Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26-28 October; 2015. <https://doi.org/10.2118/176540-MS>.
23. Cudney G. V., El-Moniem H., Mostafa M. R. High Permeability Fracturing With A Unique Proppant Flowback Prevention Technique. SPE Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, 15-18 March; 1997. <https://doi.org/10.2118/37733-MS>.
 24. Stephenson C. J., Rickards A. R., Brannon H. D. Increased Resistance To Proppant Flowback By Adding Deformable Particles To Proppant Packs Tested In The Laboratory. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3-6 October; 1999. <https://doi.org/10.2118/56593-MS>.
 25. Santos L., Taleghani A.R., Li G. Expandable Proppants To Moderate Production Drop In Hydraulically Fractured Wells. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2018; 55: 182-190. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.04.026>.
 26. Fu L., Zhang G., Ge J., Liao K., Jiang P., Pei H., Li X. Surface Modified Proppants Used For Proppant Flowback Control In Hydraulic Fracturing. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2016; 507: 18-25. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.07.039>.
 27. Chang F. F., Berger P. D., Lee C. H. In-Situ Formation Of Proppant And Highly Permeable Blocks For Hydraulic Fracturing. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 3-5 February; 2015. <https://doi.org/10.2118/173328-MS>.
 28. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б. Месторождение Узень. Проблемы и решения. Том 1. Алматы: Нур-Принт; 2016. – 112-196 с. [Mullayev B.T., Abitova A.Zh., Saenko O.B. Uzen Oil Field. Problems and Solutions, 1st ed. Almaty: Nur-Print; 2016. (In Russ.)].