



УДК 622

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВТОРНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА, РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЕГО ПРОВЕДЕНИЯ И ДИЗАЙНЫ ЖИДКОСТЕЙ

ANALYSIS OF REFRACTURING TECHNOLOGIES, SOLUTIONS FOR ITS IMPLEMENTATION AND FLUID DESIGNS

Сайченко Лилия АльбертовнаСанкт-Петербургский горный университет
mirabilissa@gmail.com**Лукьянов Семён Олегович**Санкт-Петербургский горный университет
jangartman@mail.ru**Кузьмина Екатерина Владимировна**Санкт-Петербургский горный университет
kuzmina.stud@yandex.ru**Saychenko Lilia Albertovna**Saint Petersburg Mining University
mirabilissa@gmail.com**Lukyanov Semyon Olegovich**Saint Petersburg Mining University
jangartman@mail.ru**Kuzmina Ekaterina Vladimirovna**St. Petersburg Mining University
kuzmina.stud@yandex.ru

Аннотация. Проблема разработки месторождений на поздних стадиях заключается в высоком уровне обводненности добываемой продукции, а также в поддержании стабильного уровня добычи. Во избежание данных проблем находят широкое применение геолого-технические мероприятия, позволяющие вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы. С их вовлечением достигается поддержание уровня добычи на стабильном уровне, а следовательно, и осуществляется повышение эффективности и рентабельности разработки месторождения. Одним из наиболее применяемых методов увеличения нефтеотдачи является гидроразрыв пласта. С течением времени, после проведения первичного гидроразрыва, трудноизвлекаемые запасы истощаются, эффективность добычи снижается, при этом в продуктивной толще остаются невыработанные остаточные запасы. Их выработка возможна за счёт проведения повторного гидроразрыва пласта. Однако проведение данной операции осложняется ввиду следующих факторов: сложности при выборе скважины-кандидата, обоснование граничных критериев применимости, неточность при моделировании операции и неточность расчета технологических параметров. Таким образом, актуальность проблемы заключается как в вопросе рентабельной выработки остаточных запасов, так и в технологии проведения повторного гидроразрыва. Ключевой задачей данной статьи является анализ существующих технологий повторного гидроразрыва, рассмотрение их преимуществ и недостатков. Рассматриваются дизайны технологических жидкостей и смесей и рекомендуемые решения при проведении операции. На основе анализа рассматриваемых технологий осуществляется выбор наиболее перспективной, модификация которой в дальнейшем позволит решить существующие проблемы, связанные с повышением нефтеотдачи за счёт применения повторного гидроразрыва.

Ключевые слова: технологии повторного гидроразрыва пласта, решения для повторного гидроразрыва пласта, дизайны жидкостей

Annotation. The problem of developing fields at the later stages is the high level of water cut in the produced production, as well as maintaining a stable level of production. In order to avoid these problems, geological and technical measures are widely used to involve hard-to-recover reserves in development. With their involvement, the production level is maintained at a stable level, and, consequently, the efficiency and profitability of the field development is increased. One of the most used methods for increasing oil recovery is hydraulic fracturing. Over time, after the primary hydraulic fracturing, hard-to-recover reserves are depleted, production efficiency decreases, while undeveloped residual reserves remain in the productive stratum. Their development is possible due to repeated hydraulic fracturing. However, this operation is complicated due to the following factors: difficulties in choosing a candidate well, justification of the boundary applicability criteria, inaccuracy in the simulation of the operation, and inaccuracy in the calculation of technological parameters. Thus, the relevance of the problem lies both in the issue of cost-effective development of residual reserves, and in the technology of re-fracturing.

The key objective of this article is to analyze existing technologies for re-fracturing, considering their advantages and disadvantages. Designs of process fluids and mixtures and recommended solutions during the operation are considered. Based on the analysis of the considered technologies, the most promising one is selected, the modification of which in the future will allow solving the existing problems associated with enhanced oil recovery through the use of repeated hydraulic fracturing.

Keywords: fracking re-fracturing technologies, re-fracturing solutions, fluid designs

Введение

Применение гидравлического разрыва пласта является одним из самых эффективных методов в мире, с помощью которого повышается нефтеотдача из отдельных низкопроницаемых участков, разработка которых без применения геолого-технических мероприятий является неэффективной



[1]. Процесс искусственного создания трещин, по которым осуществляется приток флюидов к забою скважины, требует основательного подхода и высокотехнологического расчета с применением систем моделирования. В общем и целом, именно грамотное планирование операции, включающее моделирование процесса, создание дизайна жидкости гидроразрыва и жидкости-проппантоносителя, позволяет достичь наибольшего эффекта от применения данного мероприятия [21]. После того, как происходит выработка из простимулированных низкопроницаемых зон, возникает необходимость проведения повторного гидроразрыва [22, 23, 43]. Ключевой аспект проведения данной операции заключается в тщательном подборе скважины-кандидата, сравнении граничных критериев применимости повторного гидроразрыва с геолого-физическими условиями потенциальных зон стимуляции, а также учёт геофизических исследований скважины, с помощью которых определяются участки с наличием невыработанных запасов [24, 33, 36].

Опыт проведения повторного гидроразрыва, как подсказывает практика, является в большинстве случаев безуспешным ввиду сложности достижения положительного эффекта. Отрицательный эффект заключается в осложнениях, которые возникают либо во время проведения данного геологического мероприятия, либо после проведения при начале эксплуатации вновь простимулированной скважины. В частности, на данный момент существуют следующие основные проблемы, с которыми сталкиваются инженеры при проведении повторного гидроразрыва: прорывы вод и преждевременный рост обводненности скважинной продукции, вызванные неучтенными при моделировании операции зонами с высоким уровнем водонасыщенности пропластков; несоответствие выбранного при планировании операции потенциального стимулируемого участка реальной зоне с невыработанными запасами (проведение «слепого» гидроразрыва) [25]; расширение созданных при первичном мероприятии трещин гидроразрыва, приводящим к таким проблемам, как отсутствие вновь создаваемых трещин вследствие направления последних в зоны с наименьшим напряжением породы – старые трещины увеличиваются, происходит вынос проппантной пачки, вместе с этим происходит скачок обводненности. Таким образом, при планировании операции повторного гидроразрыва необходимо учитывать точное расположение первичных трещин. В частности, определение положения трещин с проппантом осуществляется с помощью микросейсмического и высокочастотного мониторинга [2, 42].

В связи с высокопроблемной ситуацией всё внимание инженеров-нефтяников направлено на разработку наиболее успешной и рентабельной технологии повторного гидроразрыва. Несмотря на то, что уже существует широкий ассортимент патентов и технологий данного мероприятия, ведутся работы по модернизации существующих методов, а также осуществляется поиск механизмов, с помощью которых удастся достичь лучшего эффекта от проведения данного мероприятия [34]. Это позволит осуществить оптимизацию повторных гидроразрывов, снизить уровень затрат на повышение нефтеотдачи на месторождениях нефти и газа, что, в конечном счёте, позволит вывести добычу на новый, современный уровень [38].

Мировая практика проведения повторных гидроразрывов

После проведения операции первичного гидроразрыва простимулированные зоны с течением времени вырабатываются, уровень добычи отдельных простимулированных гидроразрывом скважин вновь снижается. Вместе с этим возникает вопрос проведения повторного ГРП, с помощью которого становится возможным вовлечь ранее не охваченные низкопроницаемые зоны [26]. Несомненно, данная операция намного эффективнее и дешевле, чем бурение новых скважин и зарезка боковых стволов. Говоря о применимости данной операции, необходимо отметить отечественный и зарубежный опыт проведения повторных гидроразрывов на различных месторождениях. Так, Lashun Thomas в своей статье говорит о том, что без стимуляции низкопроницаемых зон посредством гидроразрыва добыча газа на американских месторождениях сократится на 57 процентов в течение следующих десяти лет. Исследование, проведенное для Американского нефтяного института, показало, что спрогнозированное снижение добычи связано с невозможностью бурения и ввода новых эксплуатационных скважин во избежание снижения уровня добычи [27]. Следовательно, без стимулирования имеющихся пропластков, содержащих в себе остаточные запасы, разработка месторождений на поздней стадии будет обуславливаться интенсивно падающей добычей, что негативно скажется на рентабельности добычи нефти и газа.

Следует отметить успешный опыт проведения повторного гидроразрыва с использованием технологии твердых отклонителей жидкости на сланцах Хейнсвилля. Так, извлечение нефти по отдельным повторно стимулированным скважинам увеличилось почти в два раза по отношению к среднему уровню добычи по месторождению. Несмотря на успешность данных мероприятий, необходимо учитывать технологические параметры проведения операций и прогноз добычи на несколько лет вперед, поскольку стоимость реагентов достаточно высока, а параметры закачки характеризуются высокими давлениями, что может привести к аварии и, как следствие, к отрицательному экономическому эффекту [28].

Результатом опытно-промышленных работ, в ходе которых на Салымской группе месторождений был произведен повторный гидроразрыв пласта с технологией высоковязкого понизителя трения, является положительная тенденция роста добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов ачимов-



ских отложений. Тем не менее, проведенное исследование показало, что не все запасы являются экономически привлекательными, а рост обводненности в первые годы эксплуатации после проведения операции крайне высок [29]. В связи с этим следует обратить внимание на корректировку граничных критериев применимости данной технологии, также детальной проработки требует сама технология, в частности, используемые для отвода жидкости повторного гидроразрыва агенты.

Говоря об успехе проведения операций повторного гидроразрыва отечественными компаниями, важно отметить применение компанией Газпром технологии с химическими отклонителями. В частности, данное мероприятие было проведено в 2018 году на трёх добывающих скважинах Славнефти-Мегионнефтегаза (3, 2 и 3 стадии на 3 скважины соответственно). Причём данное мероприятие оказалось наиболее успешным по сравнению со скважинами других месторождений компании. Однако, помимо полученного эффекта образовались следующие проблемы: риск инициации разрушения в интервале установки пакеров; высокая стоимость работ, в частности, использование колтюбинга в условиях высоких температур, что приводит к риску аварий [30].

Таким образом, в мировой практике проведения повторных гидроразрывов имеются как положительные, так и отрицательные аспекты, характеризующие данное геолого-техническое мероприятие. При грамотном выборе скважины-кандидата, а также при тщательной подготовке параметров проведения и построении модели развития образуемой системы трещин имеет место успешный результат гидроразрыва, выражающийся в увеличении нефтеотдачи и, как следствие, в повышении эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с содержащимися в них остаточными запасами.

Существующие технологии повторных гидроразрывов

Существующие проблемы, возникающие при проведении повторных ГРП, требуют от разработчиков технологий детального анализа граничных критериев применимости и тщательного подбора того или иного метода. В первую очередь, следует отметить опыт проведения данного геолого-технического мероприятия на горизонтальных скважинах. Логично предположить, что геометрия скважины играет важную роль в реализации метода. Так, авторами статьи о повторных гидроразрывах [3] объясняется тот факт, что проведение данного мероприятия на наклонно-направленных скважинах имеет больший успех, нежели на горизонтальных скважинах. Эффективность эксплуатации горизонтальных скважин объясняется большей зоной охвата по сравнению с наклонно-направленными скважинами, высокими дебитами. В то же время эксплуатация горизонтальных скважин, а тем более проведение на этих скважинах операции повторного гидроразрыва, значительно осложняется высокой стоимостью и сложностью осуществления. Поэтому отсутствие обширного опыта применения повторного гидроразрыва на горизонтальных скважинах приводит к идее создания специализированного метода, позволяющего рационально повысить эффективность эксплуатации горизонтальных скважин за счёт применения данного мероприятия при минимизации появляющихся в ходе операции проблем. Рациональное обоснование проведения повторного гидроразрыва, которое, при полном анализе условий и подборе технологии, позволит достичь наибольшей эффективности, возможно при проведении анализа существующих и уже применяемых технологий повторного гидроразрыва [41].

Исследование механизма технологии повторного гидроразрыва с использованием временной пробки для отклонения жидкости гидроразрыва в низкопроницаемых терригенных коллекторах

Разработка способов проведения повторных гидроразрывов, а также исследование факторов, влияющих на их успешность, проводится как отечественными, так и зарубежными авторами. Так, Вэй Ли, Хуан Чжао, Хуэй Пу, Югуан Чжан, Лей Ван, Лиган Чжан, Сяофэн Сунь в своем масштабном исследовании характеристик напряжения пласта при создании новых трещин пришли к выводу о том, что создание новых трещин будет наиболее эффективным при условии, что в стимулируемой зоне и ранее простимулированной в ходе первичного гидроразрыва зоны будет присутствовать разность горизонтальных напряжений [4].

При разных перепадах горизонтальных напряжений угол направления трещины и угол ориентации различны. Прочность породы и ориентация слабой плоскости, а также разность горизонтальных напряжений являются ключевыми факторами, влияющими на взаимодействие между естественными и образующимися в ходе гидроразрыва трещинами. При небольшой разности горизонтальных напряжений образуются трещины с большим углом. Скорость закачки исходной жидкости для гидроразрыва влияет на длину первоначальных и повторных трещин. Согласно проведенным исследованиям [4], наибольший эффект временного закупоривания определяется низкой скоростью закачки жидкости гидроразрыва. Наличие же в таком случае естественных трещин приведет к переориентации повторных трещин с образованием сложной сети трещин, с помощью которых удастся вовлечь в разработку ранее невыработанные запасы нефти и газа [5, 39].

Авторами статьи [5] предлагается технология повторного гидроразрыва с использованием временной закупорки для отвода жидкости гидроразрыва. Технология основана на теории блокирования старых трещин с пропантными пачками, являющимися причиной высокой проницаемости. Частицы временного изолирующего агента, переносимые жидкостью гидроразрыва, проникают в первичные трещины, а затем и в высокопроницаемые, выработанные пласты. Временный изолирующий агент «запечатывает» трещины с высокой проницаемостью и повышает давление нагнетаемой жидкости за



счёт снижения потерь на проникновение в первичные трещины [6]. Таким образом, исключается расширение первичных трещин, что способствует верному направлению потока и, как следствие, происходит образование новых трещин в необходимом направлении. Физическая модель повторного гидроразрыва методом временного закупоривания первичных трещин представлена на рисунке 1.

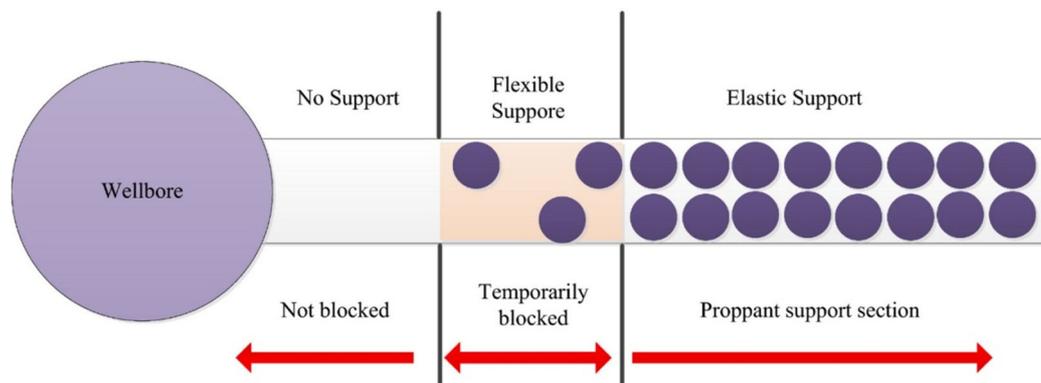


Рисунок 1 – Физическая модель повторного гидроразрыва методом временного закупоривания первичных трещин [5]

При создании давления нагнетания жидкости гидроразрыва предварительно закачиваемый в трещину агент проникает в конечную часть трещины, тем самым блокируя основную проппантную пачку и прилегающие к основной трещине микротрещины. В данном случае происходит перераспределение давления, вследствие чего осуществляется переориентация направления образуемых трещин [37, 40].

Промысловое применение данной технологии показывает, что метод временной закупорки может эффективно создавать новые трещины и эксплуатировать ранее невовлеченные в разработку зоны, что является эффективным методом повышения нефтеотдачи [7]. Так, на нефтяном месторождении Daqing были проведены полевые испытания по внедрению предложенной технологии повторного гидроразрыва. В качестве опытного участка был выбран низкопроницаемый пласт Xing'anling, характеризующийся сложной морфологией и высокой неоднородностью. В процессе проведения повторного стимулирования рабочее давление на поверхности увеличилось с 28,2 до 34,6 МПа, а рабочее эффективное давление увеличилось с 1,5 до 6,1 МПа. В соответствии с изменениями рабочего давления в результате операции повторного гидроразрыва были созданы множественные трещины. Две основные трещины и одна ответвленная трещина были подтверждены мониторингом морфологии трещин после операции. Полевые испытания подтвердили лабораторные испытания: временная закупорка при повторном гидроразрыве может эффективно создавать переориентированные трещины, которые увеличивают стимулированный объем и позволяют вовлечь в разработку невыработанные запасы. Дебит по нефти на единицу продуктивной толщины после первичного гидроразрыва составил 0,089 т/сут·м, а накопленная добыча нефти составила 1058 т за период стабильной добычи продолжительностью 300 дней. После проведения повторного гидроразрыва с временным тампонажем на скважине Б дебит нефти на единицу продуктивной мощности составил 0,16 т/сут·м, а накопленная добыча нефти составила 3415 т за период стабильной добычи продолжительностью 830 сут. После проведения повторного гидроразрыва дебит нефти на единицу продуктивной мощности и накопленный дебит превысили значения при начальном гидроразрыве. По сравнению с традиционной технологией повторного гидроразрыва, технология повторного стимулирования с временной тампонажной обработкой может повысить добычу нефти на единицу продуктивной толщины в 2–3 раза [5].

Таким образом, при выборе метода повторного гидроразрыва путем блокирования первичных трещин важно учитывать такие параметры, как составляющие горного давления, трещиноватость коллектора, а также технологические параметры закачки и создаваемых давлений нагнетания жидкости. Конкретные граничные условия применимости данного метода необходимо коррелировать с технологическими характеристиками оборудования для гидроразрыва, а также свойства пласта-коллектора и насыщающих его флюидов. Необходимо подчеркнуть важность выбора участка горизонтального ствола скважины, а также общее расположение скважины относительно других скважин. Последнее особенно важно, поскольку влияние соседних скважин может привести к перераспределению напряжений в стимулируемых участках, в следствие чего трещина может распространяться в неправильном направлении [8, 9]. Также следует отметить, что высокотехнологичные способы выбора скважин-кандидатов, в частности, применение комбинации мультисенсорной видеотехнологии и передового 3D-моделирования могут помочь выбрать лучшие скважины-кандидаты на повторный гидроразрыв [10, 35].

Технологии с использованием химических реагентов в качестве отклонителей при проведении повторного гидроразрыва

Основной причиной снижения эффективности добычи при работе скважины с проведенным на ней гидроразрывом пласта является снижение проводимости трещины, которое может быть связано с



дроблением и деградацией проппанта, со склеиванием проппантной пачки, а также с миграцией мелких частиц и последующей кольматацией микротрещин [11, 12]. Это приводит к смыканию трещины и, следовательно, к снижению добычи.

При проведении повторного гидроразрыва пласта самым важным фактором, определяющим успех мероприятия, является отвод жидкости гидроразрыва в ранее нестимулированный интервал [13].

Порода-коллектор, содержащая остаточные запасы, подвергается воздействию жидкости гидроразрыва, тем самым в стимулируемой зоне появляется новая трещина. Однако напряженное состояние породы может определяться высокими значениями прочности на разрыв, в следствие чего поток жидкости гидроразрыва меняет направление и движется в направлении либо естественных трещин, либо уже существующих. Опыт проведения повторных гидроразрывов свидетельствует о том, что именно в первичные трещины происходит направление потока закачиваемой жидкости [14, 15]. Это происходит из-за того, что в процессе выработки простимулированной зоны происходит снижение давления в трещине, помимо всего прочего, проводимость трещины изменяется ввиду разрушения проппантной пачки внутри самой трещины [31]. В таком случае перед инженерами ставится задача, заключающаяся в направлении потока жидкости гидроразрыва в нужный интервал с остаточными запасами. Это позволит оптимизировать добычу, сократить расходы на борьбу с осложнениями и авариями.

Мировая практика проведения повторных гидроразрывов свидетельствует об относительном успехе использования сшитых гелей, используемых в качестве изолирующего материала для блокировки первичных трещин. Так, авторы статьи «Оценка технологии химических отклонителей для повторных гидроразрывов» [13] утверждают, что в настоящее время сшитый гель на основе полимолочной кислоты является наиболее распространенным и используемым химическим отклонителем жидкости разрыва [13]. Успех применения обосновывается тем, что вещество является биоразлагаемым, что предполагает отсутствие необходимости закачки деструкторов сшитого геля. Также следует отметить, что свойства составов на основе полимолочной кислоты варьируются в зависимости от термобарических условий. Данное вещество является примером сложного полиэфира, состоящего из множества сложных эфиров [44]. Процесс гидролиза спирта в присутствии кислоты представлен на рисунке 2.

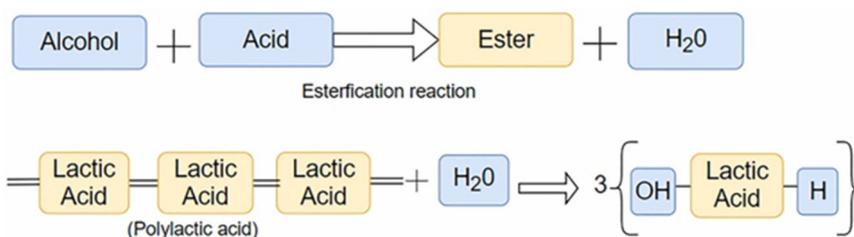


Рисунок 2 – Гидролиз (разложение) полимолочной кислоты в растворимый продукт [13]

Следует отметить, что вышеуказанный процесс взаимодействия спиртов и кислот является потенциально перспективным в использовании, поскольку механизм сшивания является достаточно простым, а существующий широкий ассортимент материалов позволяет разработать состав, внедрение которого позволит добиться нужного эффекта от повторного гидроразрыва, а также оптимизировать добычу за счёт снижения стоимости данного мероприятия. Так, в статье о сшитых гелях авторами произведён обзор сшиваемых гелей, в частности, описывается химизм процесса сшивания полимеров с помощью различных сшивающих агентов [16]. Актуальность данного процесса неразрывно связана с вопросом разработки нового состава для блокирования трещин, поскольку гидрогели обладают повышенной механической прочностью, устойчивостью к термобарическим воздействиям, износу и влиянию различного рода растворителей [16]. Так, приводится обзор существующих вариантов дизайна гидрогелей, сшиваемые полимеры и их сшивающие агенты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Гидрогели, сшивающие агенты и сфера их использования [16]

Hydrogel	Cross linking agent	Applications
Poly Vinyl Alcohol	Sodium borate/boric acid	Packaging
Polyvinyl alcohol	Glyoxal	Adhesives Plastic films for packaging and water-soluble plastic bags Binders Fuel-resistant hoses
Starch	Glyoxal	Paper industry
Cellulose	Glyoxal	Textile industry
Protein and gelatin	Glyoxal	Food packaging
Polyethylene	Silane	Wires, cables, pipes heat shrinkable tubes
Agarose and chitosan	Oxidized dextrans	Tissue engineering applications



Наибольший интерес представляет гидрогель на основе поливинилового спирта и борной кислоты. Актуальность данного гидрогеля обуславливается тем, что материалы имеют достаточно низкую стоимость, высокую гидрофильность, а сшитый на их основе гель имеет прочную структуру, способную сохранить свои физико-химические свойства в различных термобарических условиях [17]. Кроме того, в отличие от других материалов, представленных в таблице 1, поливиниловый спирт и борная кислота экологичны и не представляют угрозы водоносным горизонтам, из которых производится добыча питьевой воды. Таким образом, вопрос о разработке нового состава, блокирующего первичные трещины, достаточно актуален и имеет место быть. Вопрос ограничивается лишь дальнейшими исследованиями рекомендуемого состава.

Говоря о составах для блокирования первичных трещин, важно обратить внимание разработку ученых Zhijie Huang, Jiaher Tian. Ими был разработан патент США № 10337309 [номер заявки 15/960,158] на технологию повторного гидроразрыва пласта и на низкомолекулярный состав для изоляции первичных трещин [18]. В настоящее время правообладателем данного патента является компания New Well Tech, LLC.

В ходе разработки патента ученые опирались на данные, рассматриваемые в статье авторами Brittany Elbel, Neil Modeland, Steve Habachy, Johnny Nabors, Richard Brannon. Предложенная последними технология основывается на том, что внутри существующей эксплуатационной колонны в ранее простимулированную зону устанавливается обсадная колонна с меньшим диаметром. За счёт дальнейшего цементирования образуется закрытая система, предупреждающая проникновение нового потока жидкости повторного гидроразрыва в первичные трещины [20]. Однако осложнения, связанные с первичными трещинами, в частности, нарушение целостности проппантной пачки, снижение давления в трещине, могут вызвать перенаправление новых трещин в направлении старых за счёт неравномерности напряжений. В связи с неравномерностью напряжений возникает разность давлений на разрыв, из-за чего поток жидкости гидроразрыва, создав новую трещину, будет направлен в направлении с меньшим напряжением. В конечном счете, это приведет к расширению старой трещины и, как следствие, к нулевой эффективности данного мероприятия.

Авторы вышеуказанного патента предусмотрели этот недостаток и предложили низкомолекулярный состав на основе полиакриламидных гелей. С помощью данной композиции осуществляется герметизация первичных трещин. Исследования, проведенные учеными, показали, что гель на основе полиакриламида и полиэтиленimina в ходе сшивания увеличивается в объеме, что позволяет создать в первичной трещине давление, вызывающее перераспределение напряжения. Таким образом, происходит «выравнивание давлений» в стимулируемой и ранее стимулированных зонах, в следствие чего новая трещина создается в заданном направлении. Помимо всего прочего, образуемый сшитый гель обладает высокой прочностью и температуростойкостью, что позволяет использовать его в самых сложных условиях, формировать в рамках проведения мероприятия самые различные термобарические условия [20].

Обобщая все вышесказанное, можно сделать вывод, что использование полиакриламидных гелей в качестве блокирующих композиций является эффективным способом изоляции первичных трещин [32]. Однако, говоря о рентабельности данного способа, следует обратить внимание на материалы, используемые для приготовления блокирующих композиций. Стоимость некоторых реагентов, заявленных в патенте, в частности, низкомолекулярный полиакриламид, этилендиамин, полиакриловая кислота, полиэтиленимин и др. является достаточно высокой, что в масштабах практического применения может повлечь за собой низкую эффективность от проведения данного геологического мероприятия. Следовательно, возникает вопрос о необходимости проведения исследования, направленного на поиск реагентов, схожих по химизму процесса сшивания, а также по поведению и проявлению своих основных свойств в определенных термобарических условиях. Дальнейшая разработка позволит, как уже отмечалось ранее, осуществить прорыв в области гидроразрывов, в первую очередь, повысив рентабельность и эффективность данного мероприятия.

Заключение

Технологии повторных гидроразрывов пласта позволяют вовлекать в разработку невыработанные остаточные запасы, тем самым повышается эффективность разработки месторождений, либо же поддерживается добыча на стабильном уровне, если речь идет о месторождениях с поздним этапом разработки. Ключевым аспектом, характеризующим успешность данной операции, является тот факт, что данные технологии позволяют отказаться от бурения новых скважин и зарезки боковых стволов. В связи с этим операции гидроразрыва являются актуальными в проведении, а их дальнейшее развитие напрямую повлияет на добычу нефти и газа.

В результате данного обзора были сформулированы следующие выводы:

1. Выбор скважины-кандидата для проведения повторного гидроразрыва носит исключительно индивидуальный характер, поскольку различные свойства коллектора требуют тщательного исследования и подготовки стимулируемой зоны к операции. В этом случае необходимо учитывать физико-химические свойства реагентов, используемых в дизайне того или иного блокирующего первичные трещины состава.



2. При проведении операции также необходимо учитывать технологические параметры закачки композиций, поскольку установлена зависимость геометрических параметров образуемых трещин от скорости закачки жидкостей.

3. Описанные в данной статье технологии являются актуальными в проведении мероприятий по повышению нефтеотдачи, пилотное опробование данных методов лишь подтверждает их эффективность. Приведенные технологии рекомендуются к применению на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, с высокой геологической неоднородностью и низкой проницаемостью.

4. Необходимо принимать во внимание актуальность модернизации рассмотренных технологий. По методу, в котором используется механизм сшивания полиакриламида этилендиамином, авторами рекомендуется изучение химизма процесса сшивания поливинилового спирта борной кислотой. Научно обосновано, что по физико-химическим свойствам данный состав обладает схожими характеристиками по сравнению с составом, представленным в патенте, однако значительно отличается низкой стоимостью. Это позволит, в дальнейшем, разработать новый состав для блокирования первичных трещин. Очевидно, что ключевой аспект заключается именно в рентабельности мероприятия.

Список литературы:

1. Lamidi A.L.B. Semi-Analytical Assessment of Condensate banking effects in Fracture Design and Optimisation of Gas-Condensate Reservoirs // Saint Petersburg, 2018. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – V. 2018. – №. 1. – P. 1-5. – URL : <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800142>
2. Response of cracking processes in variations of geophysical fields / A. Rybin [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2020. – V. 181. – P. 104144. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104144>
3. Жевлаков Г.В. Оценка эффективности применения технологии повторного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Научный альманах. – 2018. – №. 10-3. – С. 16–20. – URL : <http://ucom.ru/doc/na.2018.10.03.016.pdf>
4. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation / P. Tan [et al.] // Fuel. – 2017. – V. 206. – P. 482–493. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.033>
5. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs / W. Li [et al.] // Energy Science & Engineering. – 2019. – V. 7. – №. 1. – P. 88-97. – URL : <https://doi.org/10.1002/ese3.259>
6. Huang J., Safari R., Fragachan F.E. Applications of self-degradable particulate diverters in wellbore stimulations: hydraulic fracturing and matrix acidizing case studies // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191408-18IHFT-MS>
7. Increased cluster efficiency and fracture network complexity using degradable diverter particulates to increase production: Permian Basin Wolfcamp shale case study / J. Barraza [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2017. – URL : <https://doi.org/10.2118/187218-MS>
8. Advanced modeling of interwell fracturing interference: An Eagle Ford Shale oil study-refracturing / A. Morales [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – OnePetro, 2016. – URL : <https://doi.org/10.2118/179177-MS>
9. Refracturing Candidate Selection in Tight Oil Reservoirs Using Hybrid Analysis of Data and Physics Based Models / D. Hu [et al.] // SPE Canadian Energy Technology Conference. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/208883-MS>
10. Improving Re-Fracturing Efficiency and Performance Through Targeted Candidate Well Selection / M. MacDonald [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/208205-MS>
11. Shah M., Shah S., Sircar A. A comprehensive overview on recent developments in refracturing technique for shale gas reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 46. – P. 350–364. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.019>
12. Hydraulic fracture design optimization for infill wells: an integrated geomechanics workflow / J. Huang [et al.] // 49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – OnePetro, 2015.
13. An assessment of chemical particulate technology as diverters for refracturing treatment / M. Shah [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – V. 84. – P. 103640. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103640>
14. Study on crack dynamic evolution and damage-fracture mechanism of rock with pre-existing cracks based on acoustic emission location / Y. Wang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 201. – P. 108420. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108420>
15. Dontsov E., Hewson C., McClure M. A new crack propagation algorithm that enables accurate simulation of propagation across thin layers in a practical field-scale fracturing model // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/209146-MS>
16. Maitra J., Shukla V.K. Cross-linking in hydrogels-a review // Am. J. Polym. Sci. – 2014. – V. 4. – №. 2. – P. 25-31. DOI: 10.5923/j.ajps.20140402.01



17. Formulation and characterization of crosslinked polyvinyl alcohol (PVA) membranes: effects of the crosslinking agents / F.C. do Nascimento [et al.] // *Polymer Bulletin*. – 2021. – V. 78. – №. 2. – P. 917–929. – URL : <https://doi.org/10.1007/s00289-020-03142-2>
18. U.S. patent number 10,337,309 [Application Number 15/960,158] was granted by the patent office on 2019-07-02 for method for refracturing a wellbore and low molecular weight compositions for use therein. This patent grant is currently assigned to NewWell Tech, LLC. The grantee listed for this patent is NewWell Tech, LLC. Invention is credited to Zhijie Huang, Jiaher Tian. – URL : <https://uspto.report/patent/grant/10,337,309>
19. Evaluation of a Casing-in-Casing Refracturing Operation in the Burleson County Eagle Ford Formation / B. Elbel [et al.] // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189644-MS>
20. A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine / G.A. Al-Muntasheri [et al.] // *SPE Journal*. – 2009. – V. 14. – №. 02. – P. 245–251. – URL : <https://doi.org/10.2118/105925-PA>
21. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // *Записки горного института*. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
22. Wang Y., Dusseault M. Refrac Screening Processes in Unconventional Reservoirs, A Geomechanics Perspective // *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194811-MS>
23. Analysis of refracturing in horizontal wells: Insights from the poroelastic displacement discontinuity method / A. Rezaei [et al.] // *International journal for numerical and analytical methods in geomechanics*. – 2018. – V. 42. – №. 11. – P. 1306-1327. – URL : <https://doi.org/10.1002/nag.2792>
24. Senters C., Brady J., Werline R. A diagnostic evaluation of refracturing techniques // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/196195-MS>
25. Scientific Approach to Planning and Implementation of Blind Refracturing in Horizontal Wells with MSF Completion in Low-Permeability Reservoirs / A.M. Sadykov [et al.] // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206406-MS>
26. Preventing heel dominated fractures in horizontal well refracturing / S. Yi [et al.] // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194341-MS>
27. Toward better hydraulic fracturing fluids and their application in energy production: A review of sustainable technologies and reduction of potential environmental impacts / L. Thomas [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 173. – P. 793–803. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.056>
28. Cadotte R.J., Crowley Z., Elbel B. Evaluation of cement-isolated casing liner and degradable particulate diverter refracturing treatments in the Haynesville shale // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189843-MS>
29. Case Studies of Re-Fracturing Achimov Reservoirs with High-Viscous Friction Reducer on Salym Group of Oilfields / D. Chaplygin [et al.] // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206650-MS>
30. Ogorodov A., Ostashuk A., Barkalov S. Refracturing of Multistage Horizontal Wells in PJSC Gazprom Neft // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191705-18RPTC-MS>
31. Masouleh S. F., Kumar D., Ghassemi A. Three-Dimensional Geomechanical Modeling and Analysis of Refracturing and «Frac-Hits» in Unconventional Reservoirs // *Energies*. – 2020. – V. 13. – №. 20. – P. 5352. – URL : <https://doi.org/10.3390/en13205352>
32. Improving diversion efficiency in re-fracturing by using engineered solid particulate diverters / J. Huang [et al.] // *SPE Western Regional Meeting*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/190023-MS>
33. Григорьев Г.С., Салищев М.В., Сенчина Н.П.О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 250. – С. 492–500. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.2
34. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // *Записки горного института*. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
35. 4D Geomechanics Evolution Simulation of Coal Reservoir and It's Application for Refracturing Well Selection / Y. Liu [et al.] // *55th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. – OnePetro, 2021.
36. Zhu Q. Optimisation of Well and Layer Selection for Re-fracturing // *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/205745-MS>
37. Wang Y., Zhao B., Zhang Z. Numerical simulation of stress reorientation around wellbore in production and refracture stimulation // *Engineering Analysis with Boundary Elements*. – 2021. – V. 133. – P. 165–176. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.enganabound.2021.09.005>
38. Multi-well Modeling in the Eagle Ford: An Investigation of Redevelopment, Infill and Refrac Opportunities / C. Karacaer [et al.] // *Unconventional Resources Technology Conference*, 26–28 July 2021. –



Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), 2021. – P. 711–732. – URL : <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5066>

39. Иктисанов В.А. Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 305-312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305

40. Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 667–677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6

41. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique–New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191710-18RPTC-MS>

42. Advanced Pressure Monitoring Technique–New Horizons of Workover in Russia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202070-MS>

43. Mingazov A.F., Ibragimov K.R., Samoilov I.S. Perspectives for Re-Stimulation of Horizontal Wells with Multistage Hydraulic Fracturing With Ball Arrangements // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202058-MS>

44. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits // Periodico Tche Quimica. – 2020. – V. 17. – №. 34. – P. 541–551.

List of references:

1. Lamidi A.L.B. Semi-Analytical Assessment of Condensate banking effects in Fracture Design and Optimisation of Gas-Condensate Reservoirs // Saint Petersburg, 2018. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – V. 2018. – №. 1. – P. 1-5. – URL : <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800142>

2. Response of cracking processes in variations of geophysical fields / A. Rybin [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2020. – V. 181. – P. 104144. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104144>

3. Zhevlakov G.V. Evaluation of the effectiveness of the technology of repeated hydraulic fracturing in horizontal wells // Scientific Almanac. – 2018. – №. 10-3. – P. 16-20. – URL : <http://ucom.ru/doc/na.2018.10.03.016.pdf>

4. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation / P. Tan [et al.] // Fuel. – 2017. – V. 206. – P. 482–493. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.033>

5. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs / W. Li [et al.] // Energy Science & Engineering. – 2019. – V. 7. – №. 1. – P. 88-97. – URL : <https://doi.org/10.1002/ese3.259>

6. Huang J., Safari R., Fragachan F.E. Applications of self-degradable particulate diverters in wellbore stimulations: hydraulic fracturing and matrix acidizing case studies // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191408-18IHFT-MS>

7. Increased cluster efficiency and fracture network complexity using degradable diverter particulates to increase production: Permian Basin Wolfcamp shale case study / J. Barraza [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2017. – URL : <https://doi.org/10.2118/187218-MS>

8. Advanced modeling of interwell fracturing interference: An Eagle Ford Shale oil study-refracturing / A. Morales [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – OnePetro, 2016. – URL : <https://doi.org/10.2118/179177-MS>

9. Refracturing Candidate Selection in Tight Oil Reservoirs Using Hybrid Analysis of Data and Physics Based Models / D. Hu [et al.] // SPE Canadian Energy Technology Conference. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/208883-MS>

10. Improving Re-Fracturing Efficiency and Performance Through Targeted Candidate Well Selection / M. MacDonald [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/208205-MS>

11. Shah M., Shah S., Sircar A. A comprehensive overview on recent developments in refracturing technique for shale gas reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 46. – P. 350–364. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.019>

12. Hydraulic fracture design optimization for infill wells: an integrated geomechanics workflow / J. Huang [et al.] // 49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – OnePetro, 2015.

13. An assessment of chemical particulate technology as diverters for refracturing treatment / M. Shah [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – V. 84. – P. 103640. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103640>

14. Study on crack dynamic evolution and damage-fracture mechanism of rock with pre-existing cracks based on acoustic emission location / Y. Wang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 201. – P. 108420. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108420>



15. Dontsov E., Hewson C., McClure M. A new crack propagation algorithm that enables accurate simulation of propagation across thin layers in a practical field-scale fracturing model // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/209146-MS>
16. Maitra J., Shukla V.K. Cross-linking in hydrogels-a review // Am. J. Polym. Sci. – 2014. – V. 4. – №. 2. – P. 25-31. DOI: 10.5923/j.ajps.20140402.01
17. Formulation and characterization of crosslinked polyvinyl alcohol (PVA) membranes: effects of the crosslinking agents / F.C. do Nascimento [et al.] // Polymer Bulletin. – 2021. – V. 78. – №. 2. – P. 917–929. – URL : <https://doi.org/10.1007/s00289-020-03142-2>
18. U.S. patent number 10,337,309 [Application Number 15/960,158] was granted by the patent office on 2019-07-02 for method for refracturing a wellbore and low molecular weight compositions for use therein. This patent grant is currently assigned to NewWell Tech, LLC. The grantee listed for this patent is NewWell Tech, LLC. Invention is credited to Zhijie Huang, Jiaher Tian. – URL : <https://uspto.report/patent/grant/10,337,309>
19. Evaluation of a Casing-in-Casing Refracturing Operation in the Burlison County Eagle Ford Formation / B. Elbel [et al.] // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189644-MS>
20. A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine / G.A. Al-Muntasheri [et al.] // SPE Journal. – 2009. – V. 14. – №. 02. – P. 245–251. – URL : <https://doi.org/10.2118/105925-PA>
21. Improving the methodological approach to planning hydraulic fracturing activities in oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
22. Wang Y., Dusseault M. Refrac Screening Processes in Unconventional Reservoirs, A Geomechanics Perspective // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194811-MS>
23. Analysis of refracturing in horizontal wells: Insights from the poroelastic displacement discontinuity method / A. Rezaei [et al.] // International journal for numerical and analytical methods in geomechanics. – 2018. – V. 42. – №. 11. – P. 1306–1327. – URL : <https://doi.org/10.1002/nag.2792>
24. Senters C., Brady J., Werline R. A diagnostic evaluation of refracturing techniques // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/196195-MS>
25. Scientific Approach to Planning and Implementation of Blind Refracturing in Horizontal Wells with MSF Completion in Low-Permeability Reservoirs / A.M. Sadykov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206406-MS>
26. Preventing heel dominated fractures in horizontal well refracturing / S. Yi [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194341-MS>
27. Toward better hydraulic fracturing fluids and their application in energy production: A review of sustainable technologies and reduction of potential environmental impacts / L. Thomas [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 173. – P. 793–803. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.056>
28. Cadotte R.J., Crowley Z., Elbel B. Evaluation of cement-isolated casing liner and degradable particulate diverter refracturing treatments in the Haynesville shale // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189843-MS>
29. Case Studies of Re-Fracturing Achimov Reservoirs with High-Viscous Friction Reducer on Salym Group of Oilfields / D. Chaplygin [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206650-MS>
30. Ogorodov A., Ostashuk A., Barkalov S. Refracturing of Multistage Horizontal Wells in PJSC Gazprom Neft // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191705-18RPTC-MS>
31. Masouleh S. F., Kumar D., Ghassemi A. Three-Dimensional Geomechanical Modeling and Analysis of Refracturing and «Frac-Hits» in Unconventional Reservoirs // Energies. – 2020. – V. 13. – №. 20. – P. 5352. – URL : <https://doi.org/10.3390/en13205352>
32. Improving diversion efficiency in re-fracturing by using engineered solid particulate diverters / J. Huang [et al.] // SPE Western Regional Meeting. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/190023-MS>
33. Grigoryev G.S., Salischev M.V., Senchina N.P. About applicability of electromagnetic fracture monitoring method // Zapiski Gornogo Institut. – 2021. – V. 250. – P. 492–500. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.2
34. Improving the methodological approach to planning hydraulic fracturing activities in oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Proceedings of the Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
35. 4D Geomechanics Evolution Simulation of Coal Reservoir and It's Application for Refracturing Well Selection / Y. Liu [et al.] // 55th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – OnePetro, 2021.



36. Zhu Q. Optimisation of Well and Layer Selection for Re-fracturing //SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/205745-MS>
37. Wang Y., Zhao B., Zhang Z. Numerical simulation of stress reorientation around wellbore in production and refracture stimulation // Engineering Analysis with Boundary Elements. – 2021. – V. 133. – P. 165–176. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.enganabound.2021.09.005>
38. Multi-well Modeling in the Eagle Ford: An Investigation of Redevelopment, Infill and Refrac Opportunities / C. Karacaer [et al.] // Unconventional Resources Technology Conference, 26–28 July 2021. – Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), 2021. – P. 711–732. – URL : <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5066>
39. Iktisanov V.A. Description of the steady flow of fluid to wells of different configuration and different partial opening // Notes of the Mining Institute. – 2020. – V. 243. – P. 305–312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305.
40. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with colmatant for killing oil wells in conditions of abnormally low reservoir pressure and carbonate reservoir rocks // Proceedings of the Mining Institute. – 2021. – V. 251. – P. 667–677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6
41. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique–New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191710-18RPTC-MS>
42. Advanced Pressure Monitoring Technique–New Horizons of Workover in Russia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202070-MS>
43. Mingazov A.F., Ibragimov K.R., Samoilov I.S. Perspectives for Re-Stimulation of Horizontal Wells with Multistage Hydraulic Fracturing With Ball Arrangements // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202058-MS>
44. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits // Periodico Tche Quimica. – 2020. – V. 17. – №. 34. – P. 541–551.