ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 622.276.6

Воспроизведение пластового давления методами машинного обучения и исследование его влияния на процесс образования трещин при гидравлическом разрыве пласта

Е.В.ФИЛИППОВ[1], **Л.А.ЗАХАРОВ**[2], **Д.А.МАРТЮШЕВ**[3]✉, **И.Н.ПОНОМАРЕВА**[3]
[1] *ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия*
[2] *Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия*
[3] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

Как цитировать эту статью: Филиппов Е.В., Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Воспроизведение пластового давления методами машинного обучения и исследование его влияния на процесс образования трещин при гидравлическом разрыве пласта // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 924-932. DOI: 10.31897/PMI.2022.103

Аннотация. Гидравлический разрыв пласта является эффективным способом интенсификации добычи нефти, который в настоящее время широко применяется в разных условиях, в том числе в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. В условиях рассматриваемого месторождения проведение гидравлического разрыва пласта приводит к значительной дифференциации показателей технологической эффективности, что обуславливает целесообразность детального изучения закономерностей трещинообразования. По всем скважинам – объектам воздействия выполнена оценка пространственной ориентации образовавшихся трещин с помощью разработанной косвенной методики, достоверность которой подтверждена геофизическими методами. В ходе анализа установлено, что во всех случаях трещина ориентирована в направлении участка элемента системы разработки, характеризующегося максимальным пластовым давлением. При этом значения пластового давления по всем скважинам определены на один момент времени (на начало гидроразрыва пласта) с использованием методов машинного обучения. Достоверность используемых методов машинного обучения подтверждена высокой сходимостью с фактическими (историческими) пластовыми давлениями, полученными при гидродинамических исследованиях скважин. Полученный вывод о влиянии величины пластового давления на закономерности трещинообразования следует учитывать при планировании гидравлического разрыва пласта в рассматриваемых условиях.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; случайный лес; дебиты жидкости; пластовое давление; искусственный интеллект; нейронная сеть; изменение коэффициента корреляции

Благодарность. Исследование выполнено при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках реализации программы деятельности научно-образовательного центра мирового уровня «Рациональное недропользование».

Поступила: 13.05.2022 ***Принята: 28.11.2022*** ***Онлайн: 29.12.2022*** ***Опубликована: 29.12.2022***

Введение. Запасы нефти и газа, содержащиеся в карбонатных коллекторах, составляют примерно 70 % мировых, а доказанные извлекаемые – примерно 50 % [1-3]. Карбонатные горные породы по сравнению с коллекторами, представленными песчаниками, заметно различаются в характеристиках геологического строения и механизмах выработки запасов, что, несомненно, необходимо учитывать при выборе методов разработки [4-6]. Во многих работах [5, 7, 8] отмечается, что при эксплуатации карбонатных залежей начальные уровни добычи нефти могут быть высокими, но поддерживать их на стабильном уровне достаточно сложно. В данных условиях меры по интенсификации добычи нефти, такие, как кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП), занимают важное место в эффективном освоении сложнопостроенных карбонатных коллекторов [9-11]. Однако стоит отметить, что применение данного метода в сложнопостроенных резервуарах, например, в рифовых постройках, осложняется неустойчивыми результатами [12-14]. Так, при проведении

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

кислотных гидроразрывов на фаменском объекте разработки одного из нефтяных месторождений, приуроченных к Соликамской депрессии (Пермский край), имеет место существенный разброс в значениях показателей технологической эффективности: на ряде скважин достигнут весьма значительный прирост дебита, сохраняющийся в течение длительного промежутка времени, на некоторых скважинах прирост дебита минимален (либо не получен) [15-17]. Одной из вероятных причин отмеченного явления может быть сложное геологическое строение объекта разработки, в том числе различия в структуре пустотного пространства, большой интервал варьирования эффективных нефтенасыщенных толщин, что в итоге может оказывать влияние на процесс образования трещин ГРП [18-20]. В связи с этим представляется актуальным изучение закономерностей образования трещин гидроразрыва для дальнейшего эффективного применения рассматриваемого метода интенсификации притока [21-23].

Существует ряд методов, позволяющих оценивать направление трещин ГРП в ходе проведения операции [24-26]. Одним из распространенных способов оценки параметров трещины ГРП является микросейсмический мониторинг (МСМ), который получил практическое применение во многих нефтедобывающих регионах России и за рубежом [27-29]. Однако, на площадях с неблагоприятными сейсмогеологическими условиями не всегда удается получить кондиционный материал при применении сейсмических методов исследований. На территории Пермского края зона неблагоприятных сейсмогеологических условий широко распространена и имеет значительную площадь, на ее территории расположен ряд нефтяных месторождений, в том числе рассматриваемое в данной работе [30].

Еще одним известным инструментом контроля за процессом образования трещин ГРП является геофизический метод – волновой акустический каротаж (ВАК-Д) [31]. Данный метод также широко применяется в практике нефтепромыслового дела, в том числе на месторождениях Пермского края, однако массовое использование также ограничивается причинами экономического и технологического характера. Поэтому особо актуальной является разработка косвенных методов определения направления трещин ГРП, а имеющийся фактический опыт МСМ и ВАК при этом может быть использован для оценки достоверности результатов.

В работах [32, 33] описывается методика, основанная на анализе промысловых данных и подтвержденная результатами микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта на ряде скважин месторождений Пермского края. Суть методики сводится к сравнительному анализу взаимовлияния скважин в пределах элемента системы разработки, в котором расположена скважина – объект воздействия. Мерой взаимовлияния скважин предложено использовать коэффициент корреляции между дебитами жидкости (приемистости при наличии нагнетательных скважин), гипотеза о направлении трещины выдвигается на основе визуального анализа и сопоставления полей, представляющих собой распределение коэффициента корреляции между дебитами скважин на площади элемента системы разработки. Несмотря на хорошую согласованность результатов применения косвенной методики с микросейсмическим мониторингом, ее практическое применение затруднено необходимостью и сложностью сравнительного визуального анализа полей распределения коэффициентов корреляции, зависимостью от так называемого человеческого фактора. В связи с этим целесообразной является корректировка методики, направленная на устранение указанного недостатка.

Достоверное определение направления трещин ГРП позволит повысить детализацию анализа результатов выполненных операций в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, исследовать вероятные закономерности данного процесса. В свою очередь, выделение геолого-технологических факторов, определяющих закономерности пространственного расположения трещин гидравлического разрыва, является ключевым инструментом при управлении мероприятием, его использование позволит в значительной мере повысить эффективность планирования в рассматриваемых условиях [34, 35].

В общем перечне геолого-технологических факторов, вероятно влияющих на закономерности образования в пласте трещин ГРП, особо следует выделить пластовое давление. Однако дискретность и разновременность фактических измерений пластовых давлений, несмотря высокую освещенность фонда рассматриваемого объекта гидродинамическими исследованиями (ГДИ), является

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

фактором, ограничивающим детальный анализ данной гипотезы, поэтому актуальным представляется использование косвенных методов определения пластового давления, основанных на математической обработке накопленного опыта гидродинамических и промысловых исследований с применением искусственного интеллекта.

В настоящее время методы искусственного интеллекта и машинного обучения широко используются во всех сферах, в том числе в нефтегазовом инжиниринге, и их применение позволяет модернизировать существующие технологии и процессы [36-38]. Методы машинного обучения можно использовать для косвенной оценки и прогнозирования энергетического состояния залежей [39-40].

В настоящее время выделяется несколько типов машинного обучения:

• классическое обучение – включает в себя такие алгоритмы, как классификация, регрессия, кластеризация, обобщение, ассоциация;

• обучение с подкреплением – используется для создания автопилотов, роботов-пылесосов, компьютерных игр;

• ансамблевые методы – применяются в поисковых системах, компьютерном зрении и всех задачах, где работают классические алгоритмы;

• нейронные сети и глубокое обучение – используются во всех перечисленных задачах, представляют собой набор нейронов и связей между ними.

Выбор метода машинного обучения зависит от постановки задачи, часто используется совокупность методов. Для эффективного применения элементов искусственного интеллекта необходима качественно подготовленная база данных, что зачастую является более трудоемкой задачей, чем сам процесс построения модели и ее обучения. С учетом инновационных тенденций в нефтегазовой отрасли и обширной базы данных по объектам разработки применение методов машинного обучения для решения различных аналитических задач в данной сфере является особо актуальным.

Методология. В данном исследовании предлагается усовершенствованный подход к решению поставленной задачи. Направление трещин ГРП по-прежнему предлагается оценивать по изменению степени взаимодействия между скважинами, исходя из предположения, что в результате гидравлического разрыва пласта в зоне трещинообразования изменяется проницаемость, что, безусловно, отражается на наличии и степени гидродинамической связи между скважинами. Отличительной особенностью является включение в методику этапа вычисления величины Δr, представляющей собой изменение (по модулю) коэффициента корреляции между дебитами скважин. В дальнейшем предлагается строить уже не два поля, а одно, отражающее изменение величины Δr по площади элемента системы разработки. Участок элемента с максимальной величиной Δr предлагается считать вероятным направлением трещинообразования. Таким образом, усовершенствованная косвенная методика предполагает построение и анализ только одного поля – схемы изменения величины Δr.

На следующем этапе выполнены исследования по оценке влияния геолого-технологических факторов на закономерности образования трещин ГРП. Выделение таких факторов позволит успешно планировать дальнейшие мероприятия по гидравлическому разрыву пласта. Очевидно, что в качестве факторов, вероятно определяющих закономерности образования трещин ГРП, следует рассматривать параметры, практическое определение которых не затруднено.

С этой целью по всем скважинам в пределах элементов системы разработки привлечен большой объем геолого-промысловых данных, в том числе забойное давление, значения коэффициента пористости, принадлежность к литолого-фациальной зоне, а также проведены расчеты по определению значений пластового давления для каждой скважины элемента на один момент времени, соответствующий началу ГРП. При расчетах пластовых давлений использовались два метода машинного обучения – случайного леса и искусственная нейронная сеть.

Метод машинного обучения «случайный лес» получил широкое применение во многих сферах и используется для решения различного рода задач [41, 42]. Один из немногих универсальных алгоритмов впервые предложен американскими математиками Л.Брайманом и А.Катлер, позволяет решать задачи классификации, регрессии, кластеризации, поиска аномалий и т.д.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.103

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 924-932
© Е.В.Филиппов, Л.А.Захаров, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, 2022

Искусственная нейронная сеть в настоящее время также успешно применятся в области нефтегазового инжиниринга благодаря использованию большого объема геолого-промысловых данных. При правильном обучении нейронная сеть может достоверно предсказывать необходимые параметры, определяя сложные нелинейные отношения между входными данными.

При разработке моделей определения пластового давления с использованием методов искусственного интеллекта (случайный лес и нейронная сеть) в качестве исходных данных применены такие параметры, как дебиты жидкости, а также коэффициенты эксплуатации каждой скважины. В вычислении пластовых давлений использован метод, показавший наилучшее совпадение расчетных и фактических значений искомой величины [43].

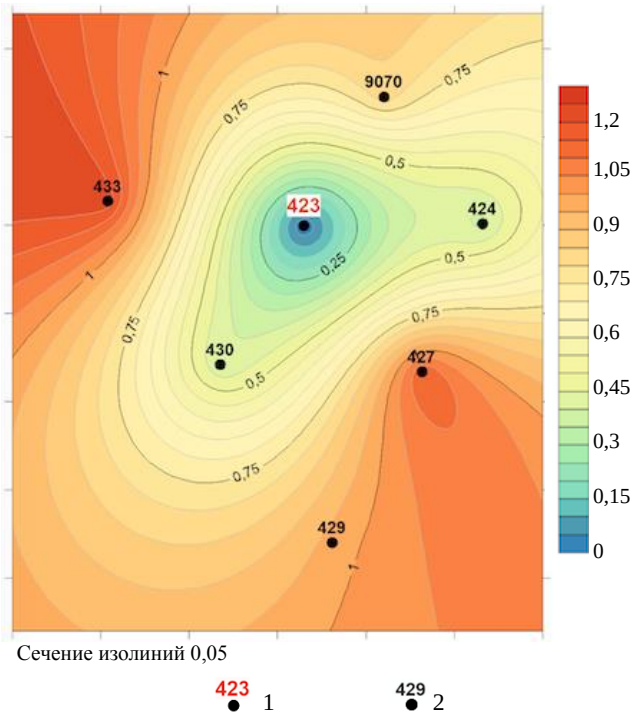


Рис.1. Схема изменения параметра Δ*r* на площади элемента системы разработки [44]

1 – скважина ГРП; 2 – добывающая скважина

Результаты. На рис.1 представлены результаты практического применения предложенной методики – оценки направления трещин ГРП для одной из скважин (№ 423), эксплуатирующей карбонатные отложения фаменского возраста, на которой проведен кислотный гидроразрыв с закреплением трещины проппантом. Выбор данной скважины обусловлен наличием материалов волнового акустического каротажа, выполненного до и после гидроразрыва.

Для всех скважин в пределах элемента системы разработки, включающего скв. 423, рассчитаны значения коэффициентов корреляции *r* между дебитами жидкости до и после КГРП, вычислена их разница и построена схема изменения параметра Δ*r* по площади элемента (рис.1).

Как следует из анализа рис.1, максимальное изменение коэффициента корреляции между дебитами отмечается в направлении скв. 433 и 427, что в полной мере подтверждается результатами ВАК-Д (рис.2).

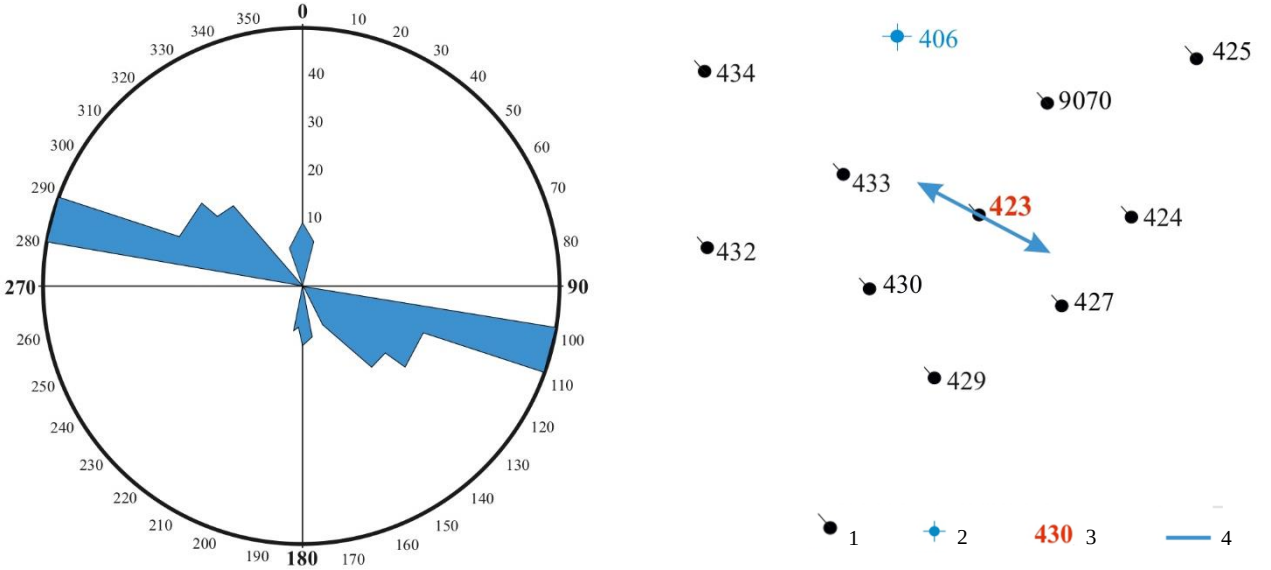


Рис.2. Пространственное положение трещины ГРП по ВАК-Д [44]

1 – скважина действующая добывающая; 2 – действующая нагнетательная; 3 – скважина-объект ГРП; 4 – направление трещины после ГРП

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 924-932 DOI: 10.31897/PMI.2022.103
© Е.В.Филиппов, Л.А.Захаров, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, 2022

Сравнение коэффициентов корреляции фактических и модельных пластовых давлений

Номер скважины	Значение коэффициента корреляции	
	Случайный лес	Нейронная сеть
423	0,721	0,728
424	0,836	0,964
427	0,972	0,950
429	0,734	0,836
430	0,979	0,914
433	0,624	0,712
9070	0,806	0,806
Среднее	**0,810**	**0,844**

Всего на рассматриваемом объекте выполнено 26 операций по гидроразрыву пласта и для каждой из них оценено направление трещин ГРП. Следует отметить полное соответствие полученных результатов материалам ВАК (для скважин, на которых ГРП сопровождался данным методом контроля).

Следующий этап работы заключался в исследовании вероятных причин пространственной ориентации образовавшихся трещин. Установлено, что единственным фактором (из общего значительного объема привлеченной информации), влияющим на расположение трещин, является пластовое давление. Как отмечено ранее, значения пластового давления по всем скважинам до ГРП определены с использованием методов машинного обучения, реализованных в виде модуля обобщенного программного комплекса, который разработан для решения ряда задач мониторинга разработки нефтяных месторождений. Данный модуль позволяет осуществлять ретро- и перспективный анализ пластового давления в зонах отбора в любой момент времени. Достоверность воспроизведения пластового давления каждым из двух методов оценена по критерию r – коэффициенту корреляции между фактическими и модельными пластовыми давлениями (см. таблицу).

Для условий рассматриваемого объекта разработки и нейронная сеть, и метод случайного леса демонстрируют высокую достоверность при воспроизведении исторических данных по пластовому давлению. Исходя из несколько более высокого среднего значения коэффициента r, для дальнейших исследований использованы данные, полученные при использовании нейросети. Воспроизведение исторических данных проиллюстрировано также графиком динамики пластового давления для одной из скважин элемента – скв. 9070 (рис.3). Визуальный анализ графика подтверждает высокую достоверность используемого метода машинного обучения при воспроизведении пластового давления (резкий рост пластового давления (2007-2008 гг.) связан с вводом системы поддержания пластового давления, а последующее существенное изменение энергетического состояния обусловлено снижением закачки агента в нагнетательные скважины и активным разбуриванием залежи).

Высокая достоверность используемого косвенного метода определения пластового давления позволила оценить энергетическое состояние элемента системы разработки непосредственно перед проведением гидравлического разрыва на скв. 423, расположенной в пределах этого элемента. Результаты расчетов представлены в виде схемы распределения пластового давления, некоего аналога карты изобар, построенной для фрагмента залежи.

Как следует из анализа представленной на рис.4 схемы, максимальные значения пластового давления характерны для зон отбора скв. 433 и 427. В то же время именно в направлении этих скважин установлено приоритетное развитие трещин (см. рис.1, 2), т.е. в пределах рассматриваемого

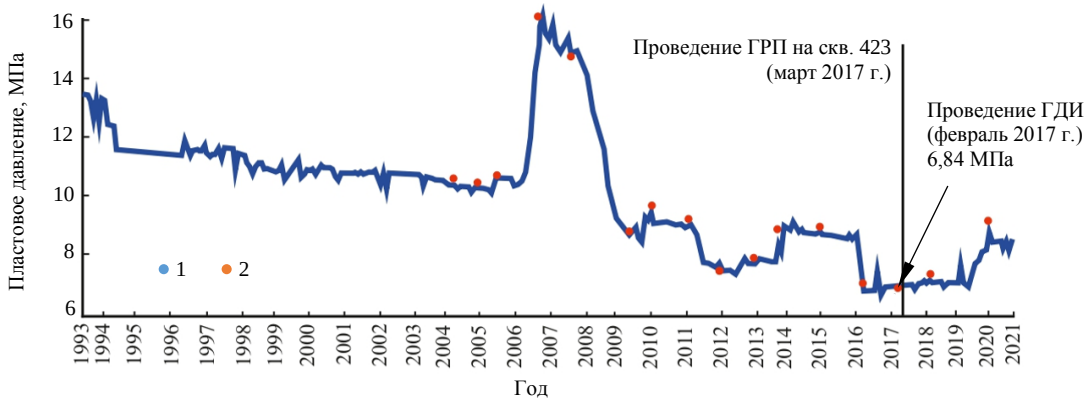


Рис.3. Динамика фактического и модельного пластового давлений при эксплуатации скв. 9070 [44]

1 – модельное пластовое давление; 2 – фактическое (ГДИ)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.103

© Е.В.Филиппов, Л.А.Захаров, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, 2022

участка залежи трещины гидравлического разрыва распространились в направлении зон с максимальным пластовым давлением.

Совпадения пространственного размещения трещин ГРП и зон с наиболее высокими пластовыми давлениями (в пределах элементов системы разработки) установлены для 25 мероприятий из 26, выполненных на объекте.

Обсуждение. В ходе выполненного анализа установлено, что в пределах турнейско-фаменской залежи нефти рассматриваемого месторождения в результате гидравлического разрыва в пласте образуются трещины, ориентированные в зону с максимальным для участка пластовым давлением. Данный вывод позволит более эффективно планировать ГРП, снижать экономические и технологические риски.

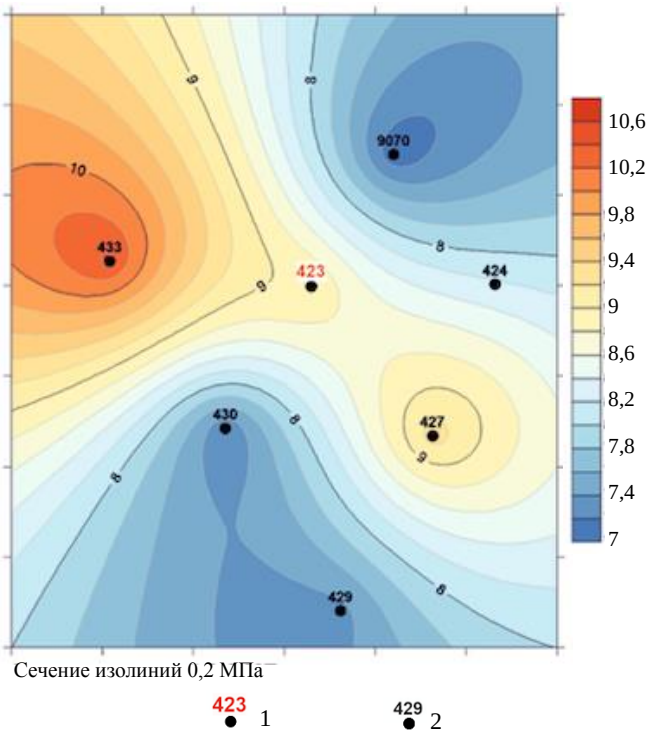


Рис.4. Схема распределения пластового давления в пределах элемента системы разработки до проведения ГРП [44]

Установление данной закономерности стало возможным благодаря комплексному использованию двух косвенных методик – оценки направления трещинообразования по данным сравнительного анализа корреляции дебитов скважин до и после ГРП, а также методики определения пластового давления в любой период эксплуатации скважин, основанной на применении методов машинного обучения.

Следует отметить, что полученный в работе вывод о преимущественном направлении воздействия в область повышенных пластовых давлений в некоторой степени противоречит известным геомеханических представлениям. Так, в работах [14, 20, 45] на основе аналитических решений авторами сделаны выводы о распространении трещин гидроразрыва в область пониженных давлений. Безусловно, данный вопрос является дискуссионным и требует дальнейшего изучения. В частности, вывод о распространении трещины в зону пониженного давления противоречит законам течения флюида: известно, что жидкость перемещается от большего давления к меньшему, и непонятно, каким образом распространение трещины в зону пониженного давления обеспечит приток дополнительных объемов флюида.

В любом случае вопрос о пространственной ориентации трещин ГРП не является решенным. С одной стороны, аналитические решения не могут учесть всей сложности геологического строения карбонатных залежей. С другой стороны, полученное и описанное в данной статье решение справедливо только для рассматриваемого объекта и может быть частным, нетипичным случаем, обусловленным особенностями геологического строения самой залежи, а может описывать общую тенденцию проведения ГРП. Например, рассматриваемая залежь является рифовой постройкой со сложной структурой пустотного пространства, осложненной наличием трещин и каверн. В пределах залежи выделяются зоны с различной анизотропией проницаемости коллектора, что, в принципе, может влиять на закономерности трещинообразования в процессе гидравлического разрыва пласта. Поэтому в дальнейшем будут выполнены аналогичные исследования, объектами которых будут залежи нефти, приуроченные к терригенным и карбонатным поровым коллекторам.

Заключение. Гидравлический разрыв пласта является методом интенсификации добычи нефти, широко применяемым не только в терригенных, но и в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

При анализе накопленного опыта проведения кислотного ГРП в условиях турнейско-фаменского объекта разработки одного из месторождений Пермского края, представленного сложнопостроенными карбонатными коллекторами, установлена значительная дифференциация показателей технологической эффективности: на одних скважинах получены высокие приросты дебитов,

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

на других запланированный эффект не достигнут. В связи с этим актуальной является задача детального анализа накопленного опыта ГРП, включающего оценку направления трещинообразования и выделение влияющих на него факторов.

Для оценки направления трещин ГРП использована косвенная методика, основанная на сравнительной корреляции дебитов скважин. Результаты данной методики полностью подтверждены материалами геофизических исследований (ВАК-Д), установлено направление трещинообразования для всех скважин – объектов ГРП.

Исследована гипотеза о вероятном влиянии пластового давления на направление образования трещин ГРП. Для ее проверки по всем скважинам, в том числе расположенным в непосредственной близости от скважин – объектов воздействия, привлечены материалы гидродинамических исследований с определением пластовых давлений.

Разновременность замеров фактических пластовых давлений обуславливает необходимость применения косвенных методов, позволяющих воспроизводить пластовые давления в любой период эксплуатации скважин. В данной работе использованы методы машинного обучения – перспективного направления, позволяющего решать многочисленные задачи нефтегазового инжиниринга. С применением методов машинного обучения («случайный лес» и нейронная сеть) получены модели, для удобства реализованные в виде программного модуля. Достоверность вычислений подтверждена высокой сходимостью с фактическими историческими данными.

Построенные модели использованы для воспроизведения значений пластового давления в зонах отбора всех скважин непосредственно перед ГРП. При этом давления вычислены как для скважин – объектов воздействия, так и для расположенных в непосредственной близости.

Совместный анализ направлений трещин ГРП и схемы распределения пластового давления в пределах элементов систем разработки позволил получить важнейший вывод о том, что трещины распространяются в направлении зон с наиболее высокими пластовыми давлениями.

Данный вывод может носить как частный, применимый для условий рассматриваемого объекта, характер, так и отражать общую закономерность проведения данного вида воздействия.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Kresse O., Weng X.* Numerical modeling of 3D hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2018. Vol. 51. Iss. 12. P. 3863-3881. DOI: 10.1007/s00603-018-1539-5

2. *Qinghua Lei, John-Paul Latham, Chin-Fu Tsang.* The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks // Computers and Geotechnics. 2017. Vol. 85. P. 151-176. DOI: 10.1016/j.compgeo.2016.12.024

3. *Jianchun Guo, Bo Luo, Cong Lu et al.* Numerical investigation of hydraulic fracture propagation in a layered reservoir using the cohesive zone method // Engineering Fracture Mechanics. 2017. Vol. 186. P. 195-207. DOI: 10.1016/j.engfracmech.2017.10.013

4. *Галкин В.И., Пономарева И.Н.* Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-поровых коллекторов турнейско-фаменских объектов месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 88-91. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-122-125

5. *Мартюшев Д.А.* Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость карбонатных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 8. С. 24-33. DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2765

6. *Elmo D., Stead D.* An integrated numerical modelling-discrete fracture network approach applied to the characterization of rock mass strength of naturally fractured pillars // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2010. Vol. 43. Iss. 1. P. 3-19. DOI: 10.1007/s00603-009-0027-3

7. *Syed F.I., AlShamsi A., Dahaghi A.K., Neghabhan Sh.* Machine Learning techniques to Model Geomechanics and Petrophysical Properties of Shale Reservoirs – A Systematic Literature Review // Petroleum. 2020. DOI: 10.1016/j.petlm.2020.12.001

8. *Li Yang, Kang Zhijiang, Xue Zhaojie, Zheng Songqing.* Theories and practices of carbonate reservoirs development in China // Petroleum Exploration and Development. 2018. Vol. 45. Iss. 4. P. 669-678. DOI: 10.11698/PED.2018.04.12

9. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658-666. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-50-53

10. *Parth Solanki, Dhruv Baldaniya, Dhruvikkumar Jogani et al.* Artificial intelligence: New age of transformation in petroleum upstream // Petroleum Research. 2022. Vol. 7. Iss. 1. P. 106-114. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.07.002

11. *Ning Qi, Guobin Chen, Lin Pan et al.* Numerical simulation and analysis of fracture etching morphology during acid fracturing of dolomite reservoirs // Chemical Engineering Science. 2021. Vol. 229. № 116028. DOI: 10.1016/j.ces.2020.116028

12. *Галкин В.И., Колтырин А.Н.* Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 650-659. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

13. *Ziyuan Cong, Yuwei Li, Jizhou Tang, Martyushev, D.A., et al.* Numerical simulation of hydraulic fracture height layer-through propagation based on three-dimensional lattice method // Engineering Fracture Mechanics. 2022. Vol. 264. № 108331. DOI: 10.1016/j.engfracmech.2022.108331

14. *Duan Wei, Zhiqian Gao, Tailiang Fan et al*. Experimental hydraulic fracture propagation on naturally tight intra-platform shoal carbonate // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 157. P. 980-989. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.016

15. *Распопов А.В., Кондратьев С.А., Р.Р. Шарафеев и др*. Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 48-51. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-48-51

16. *Ali Al-Rubaye, Hisham Khaled Ben Mahmud*. A numerical investigation on the performance of hydraulic fracturing in naturally fractured gas reservoirs based on stimulated rock volume // Journal of Petroleum Exploration and Production. 2020. Vol. 10. P. 3333-3345. DOI: 10.1007/s13202-020-00980-8

17. *Wan X., Rasouli V., Damjanac B., Pu H*. Lattice simulation of hydraulic fracture containment in the North Perth Basin // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 188. № 106904. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.106904

18. *Габнасыров А.В*. Прогнозирование направления ГРП на основе оценки напряженно-деформированного состояния горных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 11. С.70-72.

19. *Кузнецов М.А., Летко И.И., Ибрагимов К.Р. и др*. Разработка алгоритма определения места инициации трещин при повторном гидроразрыве пласта в горизонтальных стволах методом iFRAC // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 49-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-49-53

20. *Zhifeng Luo, Nanlin Zhang, Liqiang Zhao et al*. An extended finite element method for the prediction of acid-etched fracture propagation behavior in fractured-vuggy carbonate // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 191. № 107170. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107170

21. *Zhaohui Chong, Qiangling Yao, Xuehua Li*. Effect of Joint Geometrical Parameters on Hydraulic Fracture Network Propagation in Naturally Jointed Shale Reservoirs Geofluids. 2018. Volume 2018. № 1852604. P. 1-23. DOI: 10.1155/2018/1852604

22. *Xiaowei Weng*. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured // Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. 2015. Vol. 9. P. 114-135. DOI: 10.1016/j.juogr.2014.07.001

23. *Jian Zhou, Yan Jin, Mian Chen*. Experimental investigation of hydraulic fracturing in random naturally fractured blocks // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2010. Vol. 47. № 7. P. 1193-1199. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2010.07.005

24. *Рабаев Р.У., Бахтизин Р.Н., Султанов Ш.Х. и др*. Обоснование применения технологии кислотного гидроразрыва пласта с карбонатными коллекторами газоконденсатных месторождений морского шельфа // SOCAR Proceedings. 2020. № 4. С. 60-67. DOI: 10.5510/OGP20200400466

25. *Kaikai Zhao, Pengfei Jiang, Yanjun Feng et al*. Numerical Investigation of Hydraulic Fracture Propagation in Naturally Fractured Reservoirs Based on Lattice Spring Model // Geofluids. 2020. Vol. 2020. № 8845990. DOI: 10.1155/2020/8845990

26. *Chunchi Ma, Yupeng Jiang, Huilin Xing, Tianbin Li*. Numerical modelling of fracturing effect stimulated by pulsating hydraulic fracturing in coal seam gas reservoir // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. Vol. 46. P. 651-663. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.08.016

27. *Zou Yushi, Zhang Shicheng, Zhou Tong*. Experimental investigation into hydraulic fracture network propagation in gas shales using CT scanning technology // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2016. Vol. 49. Iss. 1. P. 33-45. DOI: 10.1007/s00603-015-0720-3

28. *Pettitt W., Pierce M., Damjanac B. et al*. Fracture network engineering for hydraulic fracturing // The Leading Edge. 2011. Vol. 30. Iss. 8. P. 844-853. DOI: 10.1190/1.3626490

29. *Zhiyuan Liu, Mian Chen, Guangqing Zhang*. Analysis of the influence of a natural fracture network on hydraulic fracture propagation in carbonate formations // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2014. Vol. 47. Iss. 2. P. 575-587. DOI: 10.1007/s00603-013-0414-7

30. *Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Govindarajan S.K*. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: Case study from Sukharev oil field reservoir – Russia // Journal of King Saud University - Engineering Sciences. 2022. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.03.005

31. *Hongpu Kang, Huawen Lv, Fuqiang Gao et al*. Understanding mechanisms of destressing mining-induced stresses using hydraulic fracturing // International Journal of Coal Geology. 2018. Vol. 196. P. 19-28. DOI: 10.1016/j.coal.2018.06.023

32. *Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. и др*. Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере бобриковской залежи Шершневского месторождения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 4. С. 107-114. DOI: 10.18799/24131830/2020/4/2598

33. *Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А*. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 2. С. 8-14. DOI: 10.18599/grs.2020.2.8-14

34. *Кулаков П.А., Кутлубулатов А.А., Афанасенко В.Г*. Прогнозирование эффективности гидравлического разрыва пласта как составляющая оптимизации его дизайна // SOCAR Proceedings. 2018. № 2. С. 41-48. DOI: 10.5510/OGP20180200349

35. *Cruz F., Roehl D., Vargas Jr. E. do A*. An XFEM element to model intersections between hydraulic and natural fractures in porous rocks // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2018. Vol. 112. P. 385-397. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2018.10.001

36. *Сергейчев А.В., Торопов К.В., Антонов М.С. и др*. Автоматизированный интеллектуальный помощник в выборе систем разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. 2020. № 10. С. 76-81. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-10-76-81

37. *Акулич А.В., Звягин А.В*. Численное моделирование распространения трещины гидроразрыва // Вестник Московского университета. Серия 1: Математика. Механика. 2008. №1. С. 43-49.

38. *Евсюткин И.В., Марков Н.Г*. Глубокие искусственные нейронные сети для прогноза значений дебитов добывающих скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 11. С. 88-95. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2888

39. *Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е. и др*. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 87-96. DOI: 10.18599/grs.2020.3.87-96

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

40. *Kaikai Zhao, Doug Stead, Hongpu Kang et al.* Investigating the interaction of hydraulic fracture with pre-existing joints based on lattice spring modeling // Computers and Geotechnics. 2020. Vol. 122. № 103534. DOI: 10.1016/j.compgeo.2020.103534

41. *Shady Galal Ramah, Mohamed Abdalla Othman, Ahmed Z.Nouh, Tarek El-Kwidy* Prediction of fold-of-increase in productivity index post limited entry fracturing using artificial neural network // Petroleum Research. 2022. Vol. 7. Iss. 2. P. 236-245. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.09.002

42. *Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Дубинский Г.С., Сафиуллина А.Р.* Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 688-697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8

43. *Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.* Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 23-32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11

44. Филиппов Е.В. Исследование и анализ процесса трещинообразования при гидравлическом разрыве карбонатных коллекторов: Автореф. дис. … канд. техн. наук. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2022. 22 с.

45. *Bohu Zhang, Xiaopeng Tian, Binxiang Ji et al.* Study on microseismic mechanism of hydro-fracture propagation in shale // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. P. 711-722. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.085

***Авторы*: Е.В.Филиппов,** *начальник управления, https://orcid.org/0000-0002-3211-5430* (*ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия*), **Л.А.Захаров,** *инженер, https://orcid.org/0000-0002-8680-3474 (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия*), **Д.А.Мартюшев,** *канд. техн. наук, доцент, martyushevd@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0002-5745-4375* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **И.Н.Пономарева,** *д-р техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0003-0546-2506* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0