

# Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения

Ерастов С.А.<sup>1</sup>, Садыков А.М.<sup>1</sup>, Галлямов И.Ф.<sup>1</sup>, Жилко Е.Ю.<sup>1</sup>, Торопов К.В.<sup>2</sup>, Яценко В.М.<sup>2</sup>, Багманов В.Р.<sup>3</sup>,

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; <sup>2</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия;

<sup>3</sup>ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

erastovsa@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В настоящее время большая доля объектов (более 250), разрабатываемых крупнейшими дочерними обществами компании «Роснефть», приурочена к низкопроницаемым коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Их разработка ведется с массовым применением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на скважинах с горизонтальным окончанием.

Для эффективной разработки остаточных запасов, приуроченных к ТРИЗ, проводятся работы по уплотнению базовых систем разработки скважинами с горизонтальными стволами (ГС).

При проектировании системы расстановки уплотняющих скважин и планировании дизайна операций ГРП на горизонтальных скважинах в условиях уплотняющего бурения не всегда учитывается изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта вследствие работы скважин базовой системы разработки. Важно учитывать данные изменения при проектировании работ ГРП для снижения рисков прорыва трещин ГРП в области дренирования соседних скважин и исключения преждевременного заводнения отдельных участков месторождения. Поэтому целью данной статьи является обозначение важности учета факта изменения НДС пласта, отработка процедуры планирования уплотняющего бурения с учетом геомеханического моделирования и представление практических результатов промысловых исследований геометрии трещины гидроразрыва пласта. Применение расчетного модуля для прогнозирования направления роста трещин ГРП позволит в будущем отказаться от дорогостоящих промысловых исследований при реализации уплотняющего бурения.

## Материалы и методы

- Карта пластового давления объекта из адаптированной гидродинамической модели корпоративного комплекса РН-КИМ.
- Упруго-прочностные свойства горных пород (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, коэффициент порупругости) из геомеханической модели по данным ГИС и исследованиям керна.

- Моделирование направления развития трещин ГРП с учетом измененного напряженно-деформированного состояния пласта.

## Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы, гидравлический разрыв пласта, горизонтальная скважина с МГРП, симулятор ГРП, микросейсмический мониторинг, геомеханические параметры

## Для цитирования

Ерастов С.А., Садыков А.М., Галлямов И.Ф., Жилко Е.Ю., Торопов К.В., Яценко В.М., Багманов В.Р. Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 44–49. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-44-49

Поступила в редакцию: 13.08.2024

## OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling

Erastov S.A.<sup>1</sup>, Sadykov A.M.<sup>1</sup>, Gallyamov I.F.<sup>1</sup>, Zhilko E.Yu.<sup>1</sup>, Toropov K.V.<sup>2</sup>, Yatsenko V.M.<sup>2</sup>, Bagmanov V.R.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; <sup>2</sup>“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia;

<sup>3</sup>“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

erastovsa@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

Nowadays, a lot of the objects, developed by the largest subsidiaries of the Rosneft are considered as low-permeability reservoirs with ‘tight’ oil. Production of such reserves is performed with the massive use of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells.

In order to improve the tight oil recovery, the basic oilfield development systems are infilled with additional horizontal wells.

The change of formation stress-strain behavior due to certain period of well performance is not taken into consideration during the infill drilling planning. The highlighted changes of stress-strain behavior are important to consider during fracturing design at infill drilling wells in order to mitigate the risks of fracture breakthrough into surrounding wells drainage radius and prevention of premature flooding of the particular oilfield areas.

The objective of the article is to highlight importance modified stress-strain behavior of formation during the processes of planning infill drilling. Results of the field studies on fracture geometry with geomechanical modeling of the stress-strain behavior are presented. The use of a calculation module to predict the direction of growth of hydraulic fractures will make it possible in the future to abandon expensive field studies when implementing infill drilling.

**Materials and methods**

- A map of the reservoir pressure from the adapted hydrodynamic model of the corporate software RN-KIM.
- Elastic-strength properties of rocks (Poisson’s ratio, Young’s modulus, poroelasticity coefficient) from a geomechanical model according to well logging data and core.

- Modeling the direction of development of hydraulic fractures taking into the changed of formation stressed state.

**Keywords**

tight oil reserves, horizontal well, fracture, hydraulic fracturing, horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing, hydraulic fracturing simulator, microseismic monitoring, geomechanics

**For citation**

Erastov S.A., Sadykov A.M., Gallyamov I.F., Zhilko E.Yu., Toropov K.V., Yatsenko V.M., Bagmanov V.R. The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 44–49. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-44-49

Received: 13.08.2024

В настоящее время вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов стало возможно благодаря массовому применению технологии гидроразрыва пласта (ГРП) на горизонтальных скважинах. При этом современное заканчивание горизонтальных скважин предполагает выполнение многостадийного ГРП сразу после бурения. Применение данной технологии заканчивания скважин и систем разработки с площадным заводнением сделало рентабельным промышленную разработку коллекторов с низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на многих сложнопостроенных месторождениях [1, 2].

В процессе разработки в окрестности добывающих и нагнетательных скважин могут происходить процессы, связанные с изменением напряженно-деформированного состояния, что вызывает риски изменения направления развития трещин ГРП относительно регионального максимального напряжения, инициируемых в уплотняющих скважинах, и пересечение их с трещинами ГРП скважин базовой системы.

При проведении гидроразрыва пласта образуются трещины ГРП в условиях начального пластового давления распространяются преимущественно в направлении, совпадающим с направлением регионального напряжения [3, 4]. На участках месторождений со значительными изменениями порового давления направление главных напряжений в пласте может локально изменяться [5], а, следовательно, меняется и направление

трещин гидроразрыва пласта, образуемых в данной зоне. Это обстоятельство может приводить к значительным потерям добычи на месторождении ввиду непредсказуемых прорывов во фронт закачки нагнетательных скважин и преждевременного обводнения отдельных участков месторождения.

Таким образом, при планировании скважин уплотняющего бурения в зонах с измененным напряженно-деформированным состоянием пласта (вследствие изменения пластового давления) существует необходимость в оценке направления развития трещин ГРП уплотняющих скважин для снижения рисков получения осложнений и недостижения плановых показателей по добыче.

**Программный модуль моделирования направления развития трещины ГРП**

При выполнении расчетов направления развития трещин ГРП был применен программный модуль «Трещины ГРП» ПК «РН-КИН», разработанный в ООО «РН-БашНИПИнефть». Данный программный модуль состоит из трех расчетных блоков. Первый блок позволяет рассчитать векторную карту направлений главных напряжений и направление трещины первичного ГРП. Во втором блоке — расчет направления повторной трещины ГРП. Третий блок позволяет выполнить расчет траектории распространения трещины автоГРП (рис. 1).

Для выполнения моделирования в программном модуле необходимо задать следующие входные параметры:

- геомеханические параметры, характеризующие упругие свойства пласта: коэффициент Пуассона, модуль Юнга, коэффициент пороупругости;
- геометрию уже существующих в исследуемой области трещин ГРП и граничные условия в каждой скважине;
- карту пластовых давлений (расчет карты выполняется в корпоративном программном комплексе (ПК) «РН-КИМ» [6]).

Для определения НДС пласта, учитывающего измененное поле пластового давления, применяется 2D математическая модель, которая определяется системой уравнений [8]:

$$\Delta U + \frac{1}{1-2\nu} \nabla \operatorname{div} U + \frac{1}{\mu} F = 0; \quad (1)$$

$$F = -\alpha \nabla p; \quad (2)$$

$$\sigma_{ij} = 2\mu \varepsilon_{ij} + \lambda \varepsilon_{ii} \delta_{ij} - \alpha p \delta_{ij}, \quad (3)$$

где  $U$  — поле деформаций твердой матрицы, ед.;  $\nu$  — коэффициент Пуассона;  $\mu$  — модуль сдвига, МПа;  $F$  — объемная сила, Н/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  — коэффициент пороупругости, д.ед.;  $p$  — пластовое давление, МПа;  $\sigma_{ij}$  — полный тензор напряжений, МПа;  $\varepsilon_{ij}$  — тензор деформаций;  $\lambda$  — коэффициент Ламе, МПа;  $\varepsilon_{ii}$  — след тензора деформаций;  $\delta_{ij}$  — символ Кронекера.

Основной вклад в изменение напряженного состояния пласта вносит градиент пластового давления, который является объемной силой в уравнениях равновесия для пористой насыщенной среды. Численное решение задачи строится на основе метода граничных интегральных уравнений. Более подробно математическая модель и численный алгоритм приведены в статье [8].

**Результаты практического применения программного модуля на скважине**

В качестве примера практического применения модуля рассмотрим результаты моделирования роста трещин многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на уплотняющей

Табл. 1. Параметры заканчивания уплотняющей скважины XX20G  
Tab. 1. Completion parameters of the XX20G infill well

Параметр	Значение
Длина ГС, м	989
Мпр на скважину, т	991
Мпр на стадию, т	170
Количество стадий	6



Рис. 1. Входные данные и результаты расчетов программного модуля [7]  
Fig. 1. Input data and calculation results of the software module [7]

Табл. 2. Количество отработанных дней скважин базовой системы  
Tab. 2. Number of worked days of wells in the basic system

Скважина №	Кол-во суток
ХХ80	3 042
ХХ85	1 340
ХХ88	1 855
ХХ82Г	3 012
ХХ81Г	3 097
ХХ79	3 161
ХХ78	1 937
ХХ91	3 036

горизонтальной скважине (ГС) [9]. Для исследования выбран участок терригенного коллектора на Приобском месторождении с рядной системой разработки (рис. 2). Рядом с вертикальной скважиной ХХ85 была запланирована уплотняющая ГС ХХ20Г (табл. 1) с проведением микросейсмического мониторинга во время операций ГРП и закачкой трассерных маркеров. Расстояние между наблюдательной наклонно-направленной скважиной и ГС уплотнения составляет 120 м.

По карте пластового давления, рассчитанного на адаптированной секторной гидродинамической модели (ГДМ), на момент проведения ГРП в зоне проведения исследования наблюдается однородное поле порового давления. На момент бурения уплотняющей ГС нагнетательная скважина ХХ85 была в остановке (с 18.12.2020), пластовое давление не возмущено. Время отработки скважин базовой системы разработки на момент начала ГРП на уплотняющей скважине ХХ20Г показано в таблице 2.

На рисунке 3 представлены смоделированные траектории трещин ГРП



Рис. 2. Система разработки базовая и реализуемая  
Fig. 2. The development system is basic and implementable

в уплотняющей скважине ХХ20Г, которые практически совпали с направлением регионального напряжения. В области скважины ХХ82Г и ХХ81Г наблюдается зона сниженного пластового давления ввиду продолжительной эксплуатации скважин.

#### Результаты микросейсмического мониторинга МГРП на ГС

Для определения направления развития трещин МГРП на уплотняющей скважине в условиях измененного НДС пласта был проведен микросейсмический мониторинг.

Ввиду небольшого количества методов мониторинга роста геометрии трещины ГРП на горизонтальных скважинах высокий интерес вызывает информация, полученная в процессе микросейсмического мониторинга скважин.

Для мониторинга МГРП использовался комплекс из восьми высокочувствительных трехкомпонентных сейсмоприемников,

каждый из которых оснащался модулем геофонов, включающим по четыре комплекта сенсоров.

Комплекс сейсмоприемников был установлен в интервал с минимальным отклонением траектории от вертикальной проекции ствола на глубине целевого пласта наблюдательной скважины ХХ85.

Расположение наблюдательной скважины ближе к центру горизонтальной части ствола ХХ20Г позволило получить сигналы в течение всех операций ГРП (рисунок 4). Расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами — 180 м, максимальное расстояние до самого дальнего порта составило 370 м, что говорит о кондиционности полученных данных микросейсмического мониторинга.

Запись событий проводилась в течение всех операций ГРП, начиная с 30 минут до и заканчивая 60 минутами после ГРП. Длина связи приборов составила 227 м. В радиусе не менее 1000 м относительно наблюдательной и наблюдаемой скважины была установлена зона акустической тишины, включающая отсутствие работ при бурении, с целью снижения влияния техногенных помех на качество съемки.

По данным микросейсмического мониторинга МГРП отмечается значительное перекрытие облаков событий при ГРП на соседних портах ГРП. Длина каждой области значительно превосходит расстояние между портами ГРП, что косвенно подтверждается данными давлений при реализации операций ГРП.

В целом по результатам микросейсмического мониторинга МГРП азимут оцененного распространения трещин ГРП находится в диапазоне от 334° до 372°. Азимут распространения трещин и соответствующее направление максимального горизонтального напряжения близко к значению направления, определенного на месторождении — ~335°. Полученные изменения азимута распространения трещин ГРП на разных стадиях связаны с наличием локальных неоднородностей поля напряжений.

С целью исследования работоспособности портов скважины и косвенного определения направления развития трещин во время стадий основного ГРП были закачаны трассирующие маркеры. На скважине было проведено 6 стадий ГРП с суммарной массой закачанного пропанта в пласт 991 тонна. Закачка трассеров осуществлялась путем добавления гранулированного трассера в жидкость

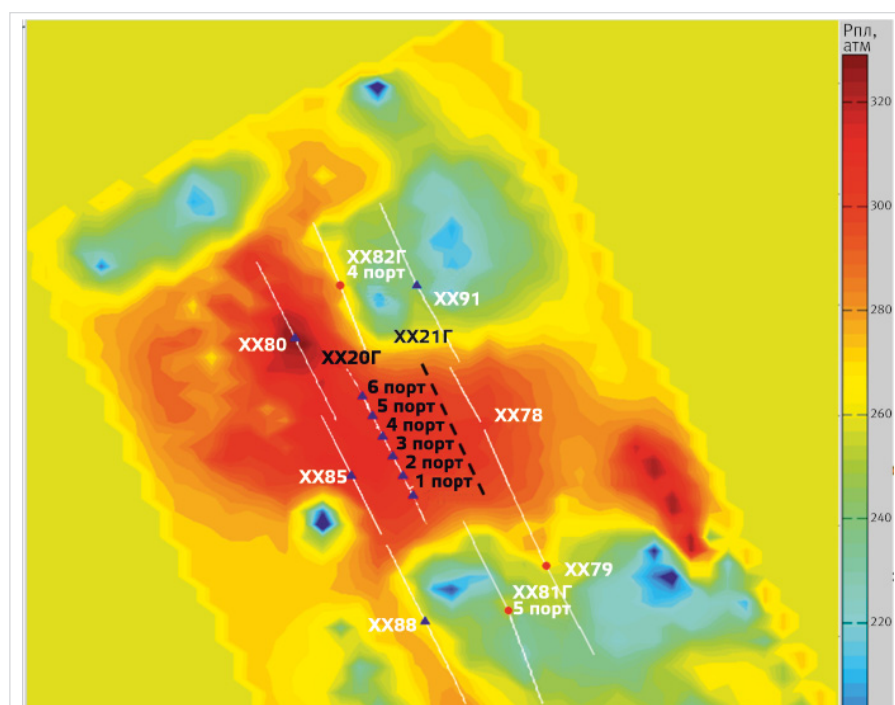


Рис. 3. Траектория развития трещин МГРП целевой горизонтальной скважины уплотнения ХХ20Г на карте пластового давления  
Fig. 3. Trajectory of development of multi-stage hydraulic fractures of the target horizontal well of compaction ХХ20G on the reservoir pressure map



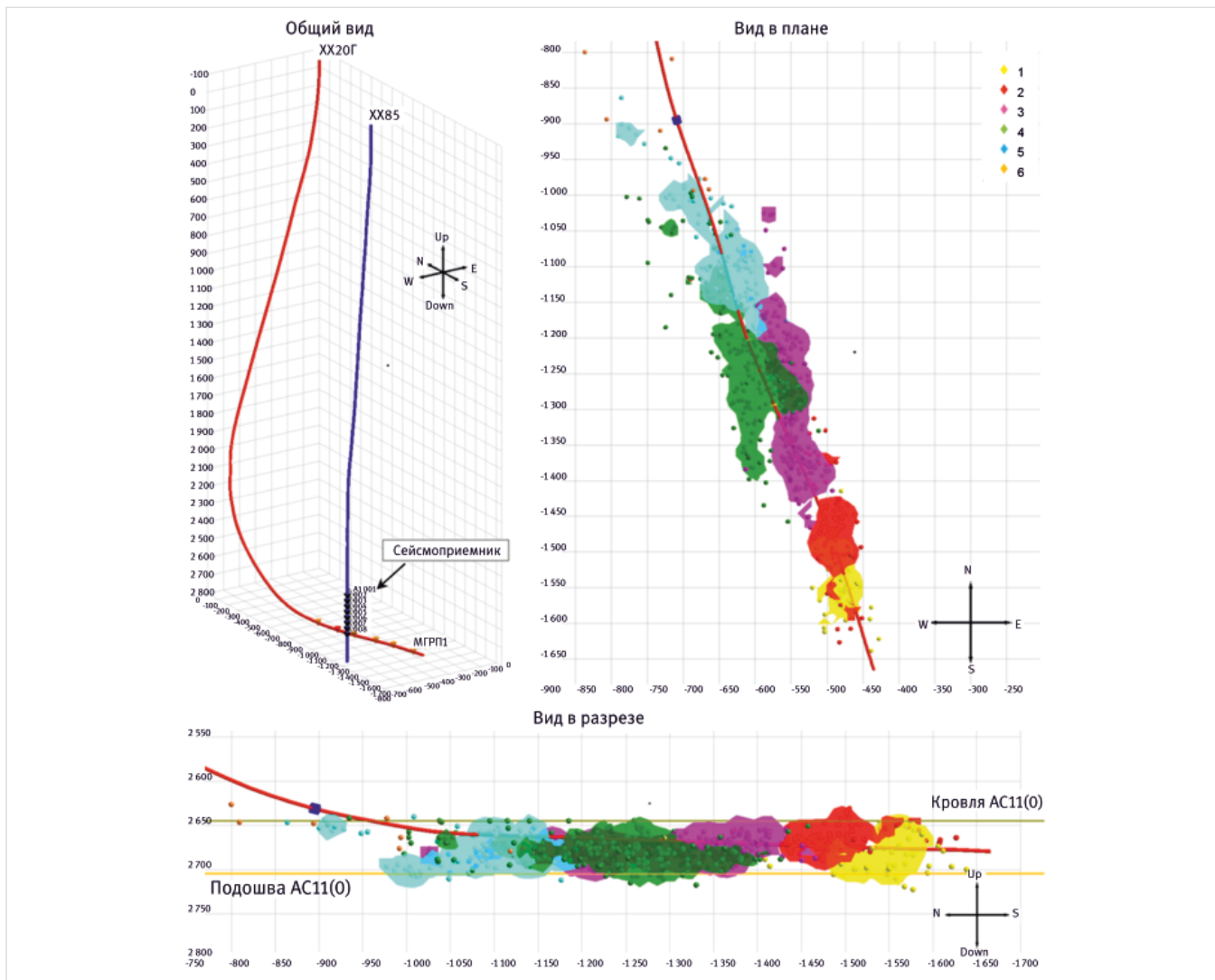


Рис. 4. Области лоцированных событий по результатам МСМ на уплотняющей горизонтальной скважине с МГРП  
 Fig. 4. Areas of located events based on the results of microseismic monitoring on a horizontal infill well with multistage hydraulic fracturing

ГРП. В период операций ГРП на ближайших скважинах окружения были произведены контрольные отборы проб скважинной продукции. По результатам лабораторных исследований частицы маркерных индикаторов не были обнаружены в отобранных пробах, что также подтверждает направление развития трещин и отсутствие прорывов в соседние скважины.

#### Оценка направления развития трещины ГРП на скважине с зарезкой бокового горизонтального ствола при уплотняющем бурении

Также практическим примером применения моделирования является оценка направления развития трещины ГРП на скважине с зарезкой бокового ствола (ЗБС) при уплотняющем бурении на одном из месторождений Компании. Разработка в данной части месторождения ведется рядной системой с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 300 м (рис. 5). На целевой скважине было запланировано 4 стадии ГРП с загрузкой массы пропанта 100 т на порт, длина горизонтального ствола — 300 м. Начальное пластовое давление было оценено 26,1 МПа, на момент бурения ЗБС — около 20,2 МПа. Расстояние между забоем бокового ствола и соседней нагнетательной скважиной составляло 140 м. Требовалось оценить риски прорыва трещины ГРП первого порта во фронт

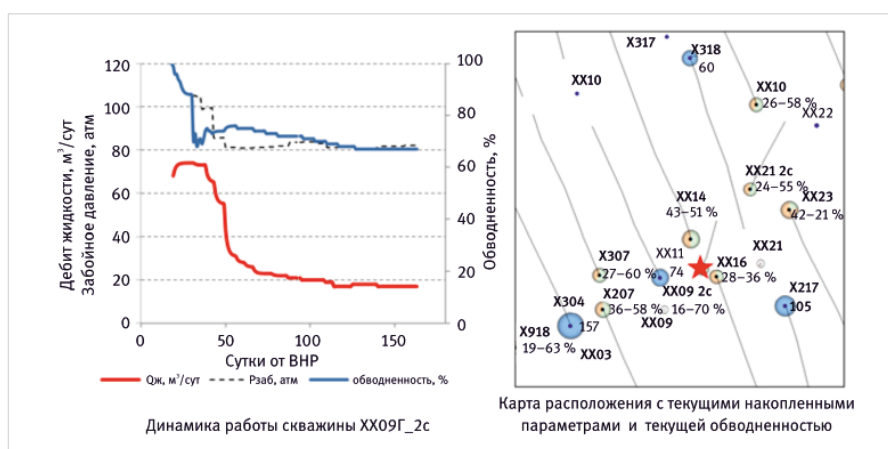


Рис. 5. Параметры работы и расположение скважин  
 Fig. 5. Operating parameters and well location

нагнетания воды (ФНВ) ввиду близкого расположения к нагнетательной скважине. В связи с продолжительной работой добывающих скважин и скважин ППД в зоне уплотнения наблюдается значительный градиент порового давления.

По результатам расчета траектория трещины ГРП ввиду измененного поля порового давления имеет отклонение от азимута регионального напряжения (~20°) (рис. 6),

наблюдаются прорыв левого полукрыла трещины во фронт нагнетания скважины XX18 и рост трещины вдоль фронта.

На первой стадии ГРП изначально планировалось закачать 100 т на порт. Принимая во внимание результаты моделирования, было принято решение о снижении загрузки массы пропанта для 1 порта до 50 т для ограничения полудлины трещины ГРП и снижения рисков прорыва во фронт нагнетания воды.

По результатам запуска и работы скважины наблюдалась стабилизация обводненности на 70 %, что свидетельствует о предотвращении прямого прорыва в ФНВ и получения преждевременного обводнения (что, вероятно, было бы получено при реализации 100 т ГРП без предварительного моделирования траектории трещины).

Для последующих работ по уплотняющему бурению были даны рекомендации:

- перед планированием уплотняющих ЗБС в условиях близкого расположения скважин ППД выполнять оценку азимута направления развития трещин ГРП;
- при наличии рисков прорыва следует изменить траекторию ствола скважины, длину ЗБС, ограничить полудлину трещины ГРП и количество стадий в «носочной» части скважины.

#### Итоги

1. Актуальность применения моделирования направления развития трещин ГРП возрастает в связи с активным ростом уплотняющего бурения на месторождениях.
2. Представленные в статье результаты на примере двух участков разных месторождений демонстрируют важность оценки данного эффекта при планировании уплотняющих ГС с МГРП.

#### Выводы

1. Возможность применения систем уплотняющего бурения при разработке

низкопроницаемых коллекторов зависит от азимутального распространения и геометрий создаваемых трещин ГРП, инициируемых в измененном поле напряжений и пластового давления.

2. Существующие инструменты анализа, реализованные в корпоративном программном обеспечении РН-КИН в модуле «Трещины ГРП», позволяют оценивать распространение трещин ГРП в зависимости от текущего состояния разработки.
3. Серия расчетов, выполненная для одного из участков на Приобском месторождении, подтвердила возможность реализации системы уплотняющего бурения, что и было успешно реализовано в дальнейшем.
4. Расчетные значения азимута развития трещин ГРП были подтверждены результатами микросейсмического мониторинга ГС с МГРП на качественном уровне – азимут распространения трещин близко к значению направления максимального горизонтального напряжения, определенного на месторождении –  $\sim 335^\circ$ .
5. Применение расчетного модуля с верификацией направления развития трещин микросейсмическим мониторингом позволит в будущем сократить расходы на промысловые исследования.
6. Пренебрежение моделированием при планировании и реализации работ, связанных с уплотнением систем разработки, приводит к увеличению рисков прорыва

в ФНВ и преждевременного обводнения скважин, что сказывается на эффективности разработки как участка, так и месторождения в целом.

#### Литература

1. Федоров А.Э., Дильмухаметов И.Р., Поваляев А.А., Антонов М.С., Сергейчев А.В. Многовариантная оптимизация систем разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Ачимовской свиты // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2020. SPE-201811.
2. Мирошниченко А.В., Коротовских В.А., Мусабиров Т.Р., Федоров А.Э., Сулейманов Х.Х. Исследование технологической эффективности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2021. SPE-206412-MS.
3. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М., Горин А.Н., Никитин А.Н., Кардымон Д.В. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
4. Торопов К.В., Сергейчев А.В., Муртазин Р.Р. и др. Опыт проведения микросейсмического мониторинга многостадийного гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 23–26.
5. Мартемьянов А., Шел Е.В., Чебышев И., Падерин Г., Базыров И., Братов В. Условия вторичной переориентации трещин для случаев вертикальных и горизонтальных скважин // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2019. SPE-196966-MS.
6. Бадиков И.Х., Байков В.А., Борщук О.С. Программный комплекс «РН-КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Недропользование XXI век. 2015. № 4. С. 96–103.
7. Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я. Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 1. С. 40–43.
8. Федоров А.И., Давлетова А.Р., Колонских А.В., Торопов А.В. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2. С. 25–29.
9. Мирошниченко А.В., Сергейчев А.В., Коротовских В.А., Торопов К.В., Волков М.Г., Антонов М.С., Федоров А.Э. Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 12. С. 105–109.

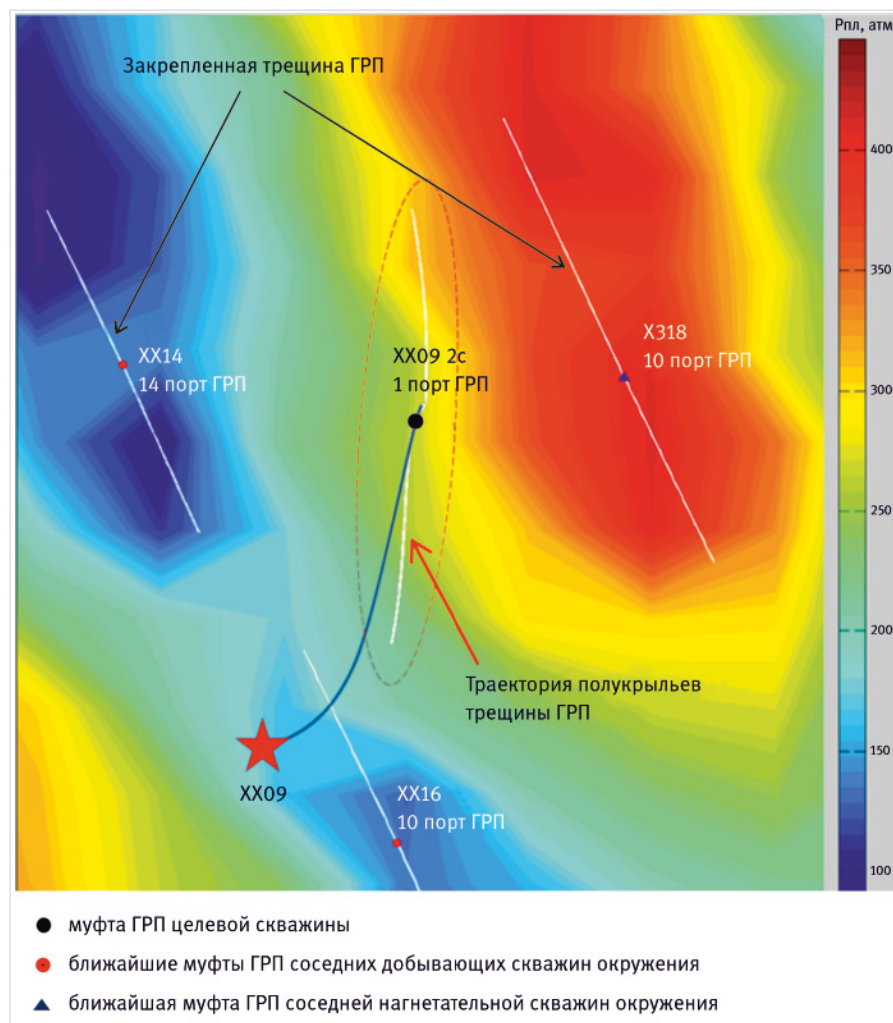


Рис. 6. Траектория развития трещины ГРП уплотняющей ГС  
Fig. 6. Trajectory of crack development in a sealing horizontal well

**Results**

1. The relevance of using modeling of the direction of development of hydraulic fractures is increasing due to the active growth of infill drilling in the fields.
2. The results presented in the article using the example of two sections of different fields demonstrate the importance of assessing this effect when planning infill horizontal wells with multistage hydraulic fracturing.

**Conclusions**

1. The possibility of using infill drilling systems in the development of low-permeability reservoirs depends on the azimuthal propagation and geometry of the created hydraulic fractures initiated in the changed stress field and reservoir pressure.
2. The existing analysis tools implemented in the RN-KIN corporate software in the «Hydraulic Fractures» module allow us to assess the propagation of hydraulic fractures depending on the current state of development.

**References**

1. Fedorov A.E., Dilmuhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeichev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020, SPE-201811-MS. (In Russ).
2. Miroshnichenko A.V., Korotovskikh V.A., Musabirov T.R., Fedorov A.E., Suleimanov Kh.Kh. Investigation of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing technological efficiency in the development of low-permeability oil reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2021, SPE-206412-MS. (In Russ).
3. Latypov I.D., Borisov G.A., Haidar A.M., Gorin A.N., Nikitin A.N., Kardymon D.V. Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. Oil industry, 2011, issue 6, P. 34–38. (In Russ).
4. Toropov K.V., Sergeichev A.Y., Murtazin R.R. et al. Experience in microseismic monitoring of multi-stage fracturing by RN-Yuganskneftegaz LLC. Oil industry, 2016, issue 11, P. 23–26. (In Russ).
5. Martemyanov A., Shel E., Chebyshev I., Paderin G., Bazyrov I., Bratov V. Conditions of secondary fracture reorientation for cases of vertical and horizontal wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference, SPE-196966-MS. (In Eng).
6. Badykov I.Kh., Baikov V.A., Borshchuk O.S. The Software Package “RN-KIM” as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits. Nedropolzovanie XXI vek, 2015, issue 4, P. 96–103. (In Russ).
7. Davletova A.R., Bikbulatova G.R., Fedorov A.I., Davletbaev A.Y. Geomechanical simulation of hydraulic fractures growth direction and trajectory in the low permeability reservoirs development. Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO “NK “Rosneft”, 2014, issue 1, P. 40–43. (In Russ).
8. Fedorov A.I., Davletova A.R., Kolonskikh A.V., Toropov A.V. Justification of the necessity to consider the effects of changes in the formation stress state in the low permeability reservoirs development. Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO “NK “Rosneft”, 2013, issue 2, P. 25–29. (In Russ).
9. Miroshnichenko A.V., Sergeichev A.V., Korotovskikh V.A., Toropov K.V., Volkov M.G., Antonov M.S., Fedorov A.E. Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft oil company. Oil industry, 2022, issue 12, P. 105–109. (In Russ).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Ерастов Сергей Анатольевич**, начальник отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Для контактов: [ErastovSA@bnipi.rosneft.ru](mailto:ErastovSA@bnipi.rosneft.ru)

**Садыков Алмаз Махматович**, главный менеджер отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

**Галлямов Ильмир Флоридович**, старший специалист отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

**Жилко Елена Юрьевна**, старший специалист отдела развития технологий разработки ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

**Торопов Константин Витальевич**, главный специалист управления инновационных проектов ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Яценко Владислав Михайлович**, заместитель начальника управления геолого-гидродинамического моделирования и экспертизы ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Багманов Вадим Радикович**, главный менеджер группы новых технологий ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Erastov Sergei Anatol'evich**, Head of the TRIZ completion technology development department of RN-BashNIPneft LLC, Ufa, Russia

Corresponding author: [ErastovSA@bnipi.rosneft.ru](mailto:ErastovSA@bnipi.rosneft.ru)

**Sadykov Almaz Mahmutovich**, chief manager of the development department of TRIZ completion technologies of RN-BashNIPneft LLC, Ufa, Russia

**Gallyamov Il'mir Floridovich**, senior specialist of the TRIZ completion technology development department of RN-BashNIPneft LLC, Ufa

**Zhilko Elena Yur'evna**, senior specialist of the development technology development department of RN-BashNIPneft LLC, Ufa, Russia

**Toropov Konstantin Vitalevich**, chief specialist of the innovation projects department of PJSC NK Rosneft, Moscow, Russia

**Yatsenko Vladislav Mihailovich**, Deputy Head of the Department of Geological-Hydrodynamic Modeling and Expertise of PJSC NK Rosneft, Moscow, Russia

**Bagmanov Vadim Radikovich**, chief manager of the new technologies group of LLC RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russia