

# Моделирование роста трещин авто-ГРП в высоту для предупреждения появления зон аномального пластового давления в нецелевых пластах

Федоров А.И.<sup>1</sup>, Бобренёва Ю.О.<sup>1</sup>, Кондратьева Н.Р.<sup>1</sup>, Сафарова А.Р.<sup>1</sup>, Павлов А.И., Хисамиев Т.Р.<sup>1</sup>, Хабибуллин Г.И.<sup>1</sup>,  
Мирошниченко В.П.<sup>2</sup>, Щутский Г.А.<sup>2</sup>, Герб Д.А.<sup>2</sup>, Сукманов А.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия;

<sup>2</sup>ООО «РН-Юганскнефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Нефтеюганск, Россия

bobrenevayo@rn-gir.rosneft.ru

## Аннотация

В работе рассмотрена проблема прогноза прорывов трещин самопроизвольного разрыва пласта (авто-ГРП) в нецелевые проницаемые интервалы. Такие прорывы могут привести к сложностям при бурении как новых, так и боковых стволов скважин. При длительной закачке жидкости через нагнетательные скважины с трещинами авто-ГРП возникает риск появления зон аномально высокого порового давления в нецелевых пластах. Это может привести к возникновению неконтролируемых газонефтеводопроявлений, что зачастую ведет к аварийному прекращению процесса бурения. Практика показывает, что количество случаев появления техногенных аномалий порового давления постоянно увеличивается. Относительно простому прогнозированию поддается только та часть аномалий, которая встречается в целевых пластах, поскольку здесь локальное давление можно определить согласно гидродинамической модели или по результатам гидродинамических исследований на скважинах окружения. В настоящей работе приведен метод прогноза роста трещины в высоту с целью выявления прорывов между пластами и определения риска появления возникновения аномалий порового давления в нецелевых пластах. Метод основан на использовании инструмента для расчета прорывов трещин авто-ГРП программного комплекса «РН-СИГМА». В работе представлены результаты работы метода как для ретроспективного анализа, так и для прогноза давлений прорыва на скважинах, планируемых к переводу под нагнетание жидкости. Также проведен анализ чувствительности результатов применения метода относительно неопределенности механических свойств и текущего пластового давления в зоне работы нагнетательных скважин. Выявленная зависимость давления прорыва от пластового давления легла в основу способа контроля роста трещин авто-ГРП.

## Материалы и методы

Материалы: механические свойства пород, замеры горного и пластового давлений.

Методы: гидродинамическое моделирование, моделирование роста трещины в ПК «РН-СИГМА».

## Ключевые слова:

газонефтеводопроявление (ГНВП), авто-ГРП, низкопроницаемый коллектор, рост трещины в высоту, прорыв барьера, трещина гидроразрыва, гидроразрыв пласта, забойное давление нагнетательных скважин

## Для цитирования

Федоров А.И., Бобренёва Ю.О., Кондратьева Н.Р., Сафарова А.Р., Павлов А.И., Хисамиев Т.Р., Хабибуллин Г.И., Мирошниченко В.П., Щутский Г.А., Герб Д.А., Сукманов А.С. Моделирование роста трещин авто-ГРП в высоту для предупреждения появления зон аномального пластового давления в нецелевых пластах // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 40–46. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-40-46

Поступила в редакцию: 25.08.2026

## HYDRODYNAMICS

UDC 532 | Original Paper

## Modeling of vertical self-induced fracture growth for predicting of abnormal pore pressure zones in non-target intervals

Fedorov A.I.<sup>1</sup>, Bobreneva Yu.O.<sup>1</sup>, Kondratieva N.R.<sup>1</sup>, Safarova A.R.<sup>1</sup>, Pavlov A.I.<sup>1</sup>, Hisamiev T.R.<sup>1</sup>, Habibullin G.I.<sup>1</sup>,  
Miroshnichenko V.P.<sup>2</sup>, Schutsky G.A.<sup>2</sup>, Gerb D.A.<sup>2</sup>, Sukmanov A.S.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia; <sup>2</sup>"RN-Yuganskneftegas" LLC, Nefteyugansk, Russia

bobrenevayo@rn-gir.rosneft.ru

## Abstract

This paper addresses the problem of predicting of spontaneous hydraulic fracture (SHF) breakthroughs into non-target conductive intervals. Such breakthroughs can cause significant difficulties during the drilling of both new and sidetrack wells. Long-term operation of water injection in wells with SHF is associated with the risk of developing zones with abnormally high pore pressure in non-target layers. This can cause uncontrolled oil, gas, and water kicks, often leading to the emergency termination of drilling operations. Practical evidences show steady increase in the occurrence of anthropogenic pore pressure anomalies. Currently, only anomalies within target reservoirs are relatively easy to predict, as local pressure can be determined using hydrodynamic models or results from offset well tests. This work proposes a method for predicting vertical fracture growth to identify inter-layer breakthroughs and assess the risk of abnormally high pore pressure in non-target intervals. The method is based on the spontaneous hydraulic fracture breakthrough calculation tool within the "RN-SIGMA" software package. The results are presented for both retrospective analysis and breakthrough pressure prediction for wells slated for conversion to water injection. Furthermore, a sensitivity analysis was conducted to evaluate the impact of uncertainties in mechanical properties and current reservoir pressure. The identified correlation between breakthrough pressure and reservoir pressure serves as the basis for a method to control SHF growth.

## Materials and methods

Materials: mechanical properties of rocks, measurements of rock and formation pressures.

Methods: hydrodynamic modeling, fracture growth modeling in RN-SIGMA.

## For citation

Fedorov A.I., Bobreneva Yu.O., Kondratieva N.R., Safarova A.R., Pavlov A.I., Hisamiev T.R., Habibullin G.I., Miroshnichenko V.P., Schutsky G.A., Gerb D.A., Sukmanov A.S. Modeling of vertical self-induced fracture growth for predicting of abnormal pore pressure zones in non-target intervals. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 40–46. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-40-46

Received: 25.08.2026

## Keywords

gas-oil-water production, self-induced hydraulic fracture, low-permeability reservoir, vertical fracture growth, barrier breakthrough, hydraulic fracture, hydraulic fracturing

## Введение

Газонефтеводопроявление (ГНВП) — один из видов осложнений, при котором в процессе бурения или ремонта скважины происходит неконтролируемое поступление пластового флюида (газа, нефти, воды или их смеси) в ствол скважины. Основным условием возникновения ГНВП является превышение пластового давления над давлением, создаваемым столбом жидкости в интервале продуктивного пласта. Поступление пластового флюида в ствол скважины происходит при недостаточном противодавлении на пласт. Данный процесс может быть обусловлен рядом факторов, среди которых выделяют диффузионные и осмотические процессы, а также гравитационное замещение и контракционные эффекты. Кроме того, существенным триггером ГНВП может стать высокая скорость разбуривания газонасыщенных пород. Крайним вариантом ГНВП является открытый фонтан (ОФ). В настоящее время ГНВП считается одной из наиболее значимых технологических сложностей, которая может привести к определенным экономическим и техническим потерям на разных стадиях разработки скважин. Учитывая высокую сложность ликвидации неуправляемого потока пластовых флюидов через устье скважины, первостепенное значение приобретает их предупреждение. Это делает оперативную диагностику ГНВП критически важной задачей для всех видов работ по строительству и эксплуатации скважин. Об этом говорит и тот факт, что данной проблеме уделено много внимания в специализированной литературе [1–7]. Например, в работах [8] описаны основные причины возникновения и первые признаки проявления ГНВП. Предлагаются способы устранения ГНВП и бурения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) на техническом уровне. В работе [9] предложена диагностика ГНВП на основе искусственного интеллекта, который позволяет оперативно оценивать риски на основе параметров, получаемых в период бурения скважины.

Причины ГНВП можно разделить на естественные и техногенные. К первому типу относятся случаи вскрытия пластов с естественными аномалиями порового давления. Такие аномалии можно прогнозировать еще на начальном этапе освоения месторождения, анализируя данные сейсморазведки или разведочного бурения [10]. Причины второго типа — это аномалии порового давления, вызванные процессами, сопутствующими разработке коллекторов. Такие аномалии прогнозировать сложнее, поскольку для этого необходим не только контроль за параметрами эксплуатации скважин, но и своевременная их корректировка. К техногенным причинам можно отнести авто-ГРП — явление самопроизвольного роста трещин гидро-разрыва пласта на скважинах нагнетательного фонда. Этот процесс приводит к росту

порового давления в вышележащих нецелевых пластах. В дальнейшем это создает риски при бурении новых стволов скважин, проходящих через данные интервалы. Отдельно отметим, что далее в работе будем считать, что прорывы вызываются критическими нагрузками, приводящими к быстрому образованию трещин в породе. Процессы докритического усталостного роста трещин при циклических нагрузках гидравлической, термической или иной природы в работе не рассматриваются.

В настоящей статье рассмотрены условия возникновения зон ГНВП при прорыве трещин авто-ГРП в нецелевые пласты и его устранение до начала проведения всех работ. На первых этапах изучения данной проблемы был предложен алгоритм оценки рисков ГНВП в целевых пластах [11] с помощью геомеханико-гидродинамического моделирования и функционала «Расчет вертикального роста трещины авто-ГРП» в программном комплексе (ПК) «РН-СИГМА», разработанного силами специалистов Филиала ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть и описанного в работе [12]. На сегодняшний день подход к прогнозированию рисков ГНВП значительно усовершенствовался. Анализ дополнен новыми инструментами, которые позволяют взглянуть на проблему со всех сторон, при этом обосновав риски не только теоретически, но и с помощью промысловых исследований. По результатам анализа оперативно формулируется перечень работ, необходимый для снятия рисков ГНВП и проведения безаварийных работ с минимальными потерями. Инструмент моделирования роста трещин авто-ГРП в высоту является одним из первых в отрасли примеров интеграции средств геомеханического и гидродинамического моделирования в бизнес-процесс сопровождения бурения, что соответствует самым современным тенденциям развития технологий в области планирования бурения и мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

## Описание задачи

В настоящей работе рассмотрена задача прогнозирования прорывов трещин нагнетательных скважин в вышележащие пласты на одном из месторождений Западной Сибири. Первым индикатором АВПД является прямое проявление ГНВП на скважинах нового бурения. Кроме того, выявление зон, где отмечается закачка в нецелевые пласты, происходит при адаптации гидродинамической модели на данные гидродинамических исследований в скважинах месторождения. На рисунке 1 приведена карта доли расчетной нецелевой накопленной закачки по результатам адаптации гидродинамической модели. Видно, что несоответствия встречаются по всей площади месторождения.

Основной задачей является анализ допустимых давлений эксплуатации, как при текущем значении, так и при наборе возможных

значений пластового давления в области расположения выбранных скважин. Подобный анализ позволит дать рекомендации по значениям давления эксплуатации при изменении режима работы скважины. Для первоначальной настройки рабочего процесса была сформирована выборка из 15 скважин. По 13 скважинам одним из способов (по термометрии либо путем адаптации гидродинамической модели) зафиксированы факты прорывов. Для двух скважин, которые в ближайшее время будут переведены в нагнетательный фонд, расчет безопасного давления является прогнозом.

## Моделирование прорывов трещин авто-ГРП

Основой моделирования прорывов является геомеханическая модель. С целью повышения оперативности принятия решения по большому количеству скважин необходим эффективный и быстрый метод построения геомеханических моделей. Для данного месторождения разработана библиотека механических свойств. Основные параметры библиотеки по пластам данного месторождения

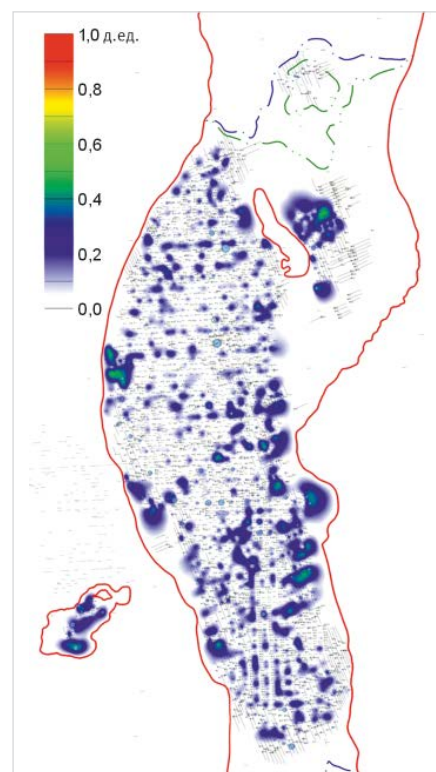


Рис. 1. Карта доли расчетной нецелевой накопленной закачки по результатам адаптации гидродинамической модели  
Fig. 1. Map of the proportion of estimated non-targeted cumulative injection based on the results of adaptation of the hydrodynamic model

приведены в таблице 1. Для определения профиля давления смыкания  $p_{см}$  трещин принята модель ограниченной деформации для горизонтальных напряжений:

$$p_{см} = \sigma_{min} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} p_{пл} + \frac{E}{1-\nu^2} (\epsilon_{min} + \nu \epsilon_{max}), \quad (1)$$

где  $\sigma_v$  — горное давление,  $p_{пл}$  — пластовое давление,  $\sigma_{min}$  — минимальное горизонтальное напряжение,  $E$ ,  $\nu$ ,  $\alpha$  — модуль Юнга, коэффициент Пуассона и коэффициент Био соответственно,  $\epsilon_{min}$ ,  $\epsilon_{max}$  — минимальная

и максимальная тектонические деформации. Для текущего месторождения тектонические деформации принимают следующие значения:  $\epsilon_{min} = 4,3 \cdot 10^{-4}$ ,  $\epsilon_{max} = 4,5 \cdot 10^{-4}$ , а градиент горного давления равен 0,2204 атм/м. Процесс построения геомеханической модели представляет собой присвоение значений свойств согласно библиотеке с учетом фактического стратиграфического разбивания и литологии, на каждой конкретной скважине. Пример библиотеки для пласта БС приведен в таблице 1, библиотека содержит аналогичные таблицы и для остальных пластов в разрезе. Напряжения рассчитываются

в пороупругой модели ограниченной деформации с учетом фактического значения пластового давления в коллекторе.

В программном комплексе «РН-СИГМА» для автоматизации многоскважинных расчетов используется менеджер рабочих процессов, который позволяет выполнять массовые расчеты после однократной настройки процесса. Для рассматриваемого участка месторождения создан рабочий процесс, включающий:

1. Инициализацию профилей механических свойств пород согласно литологии.
2. Расчет профиля горного давления на основании заданного градиента.
3. Расчет профилей пластового давления с учетом текущего или ретроспективного значения в коллекторе.
4. Расчет профиля давления смыкания трещин (минимального горизонтального напряжения) для всех возможных значений пластового давления.

На рисунке 2 приведены профили механических свойств и напряжений для нескольких выбранных скважин. Стратиграфическая колонка содержит

Табл. 1. Библиотека механических свойств пласта БС исследуемого месторождения  
Tab. 1. Library of mechanical properties of the BS formation of the studied field

| Пласт | Литотип   | Модуль Юнга, ГПа | Коефф. Пуассона | Коефф. Био |
|-------|-----------|------------------|-----------------|------------|
| БС    | Песчаник  | 17,31            | 0,26            | 0,73       |
|       | Плотный   | 30,91            | 0,278           | 1,0        |
|       | Алевриты  | 17,80            | 0,268           | 1,0        |
|       | Аргиллиты | 17,20            | 0,279           | 1,0        |
|       | Глины     | 16,97            | 0,284           | 1,0        |

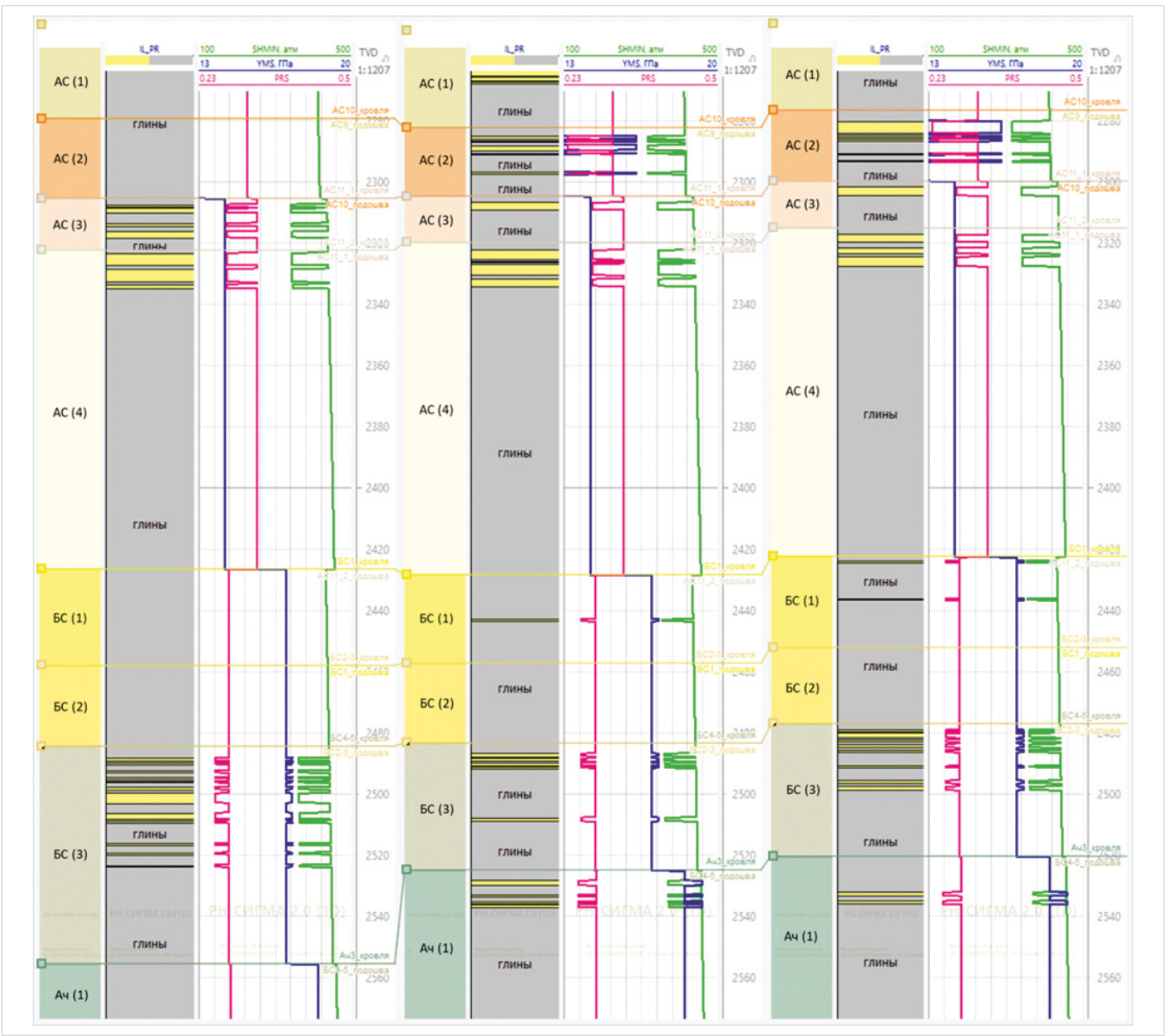


Рис. 2. Профили модуля Юнга, коэффициента Пуассона и минимального горизонтального напряжения, полученные на основе библиотеки геомеханических свойств  
Fig. 2. Profiles of Young's modulus, Poisson's ratio and minimum horizontal stress obtained from the geomechanical properties library

разбиение пласта на отдельные зоны/пропластки, которые обозначены индексами в скобках. Далее кровлю БС(3) будем называть кровлей коллектора, а кровлю БС(1) — кровлей пласта БС.

После построения геомеханической модели выполнены расчеты давлений прорыва границы определенного пласта с использованием функционала «Высота трещины авто-ГРП» программного комплекса «РН-СИГМА». Схема определения высоты трещины для однородной среды с кусочно-постоянным распределением горизонтальных напряжений описана в работе [12] и основана на ячеистой псевдотрехмерной модели трещины ГРП (рис. 3). Функционал включает определение высоты трещины авто-ГРП, а также глубин расположения ее границ по вертикали при заданном значении забойного давления. Кроме того, функционал позволяет выбрать оптимальное давление на забое (эксплуатационное давление) в нагнетательных скважинах с целью ограничения роста трещины в высоту на основании заданных границ, лежащих как выше, так и ниже начального положения трещины.

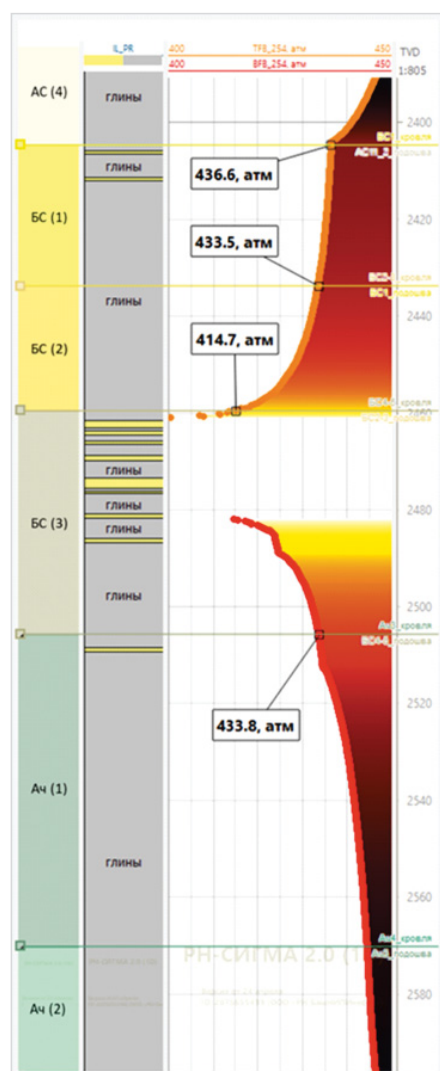


Рис. 3. Результат работы функционала «Высота трещины авто-ГРП» программного модуля «РН-СИГМА». Маркерами отмечены значения давления прорыва выбранных границ  
Fig. 3. The result of the «Automatic Fracture Height» software module of the RN-SIGMA software module. The breakthrough pressure values of the selected boundaries are marked with markers

Пример расчета прорыва трещины авто-ГРП, выполненный для одной из скважин, приведен на рисунке 3. Маркерами отмечены давления прорыва трещины по вертикали через соответствующие границы. Расчет показывает, что рост трещины при меньших давлениях происходит преимущественно вверх, но после того, как трещина дорастает до границы пласта АС, начинается ее рост вниз. Расчет ограничен диапазоном наличия данных по глубине как вверх, так и вниз по разрезу. Это приводит к тому, что при отсутствии данных о нижележащих интервалах бывает невозможно построить прогноз прорыва вышележащих границ.

Поставленная задача позволяет получить давление прорыва границ пласта БС. В таблице 2 приведены данные о давлениях прорыва кровли коллектора, а также кровли пласта БС.

Расчет показывает, что при текущем пластовом давлении давление прорыва пласта БС находится на уровне или выше максимального забойного давления. Это означает, что в текущих пластовых условиях эксплуатационного давления недостаточно для образования трещины прорыва. Следовательно, зарегистрированная трещина должна была образоваться ранее при более низком пластовом давлении. Это подтверждает расчет, выполненный на начальное значение пластового давления в окрестности скважины. Эксплуатационного давления скважин при начальном пластовом давлении по большинству скважин достаточно для образования трещины прорыва вплоть до границы пласта БС.

Такое поведение трещины объясняется тем, что повышение пластового давления сопровождается увеличением сжимающих сил (1) в зоне коллектора. Это приводит к тому, что для выполнения условия роста трещины необходимо более высокое внутреннее давление для преодоления внешнего воздействия. При снижении пластового давления уменьшается сжимающее усилие, вследствие чего для

роста трещины требуется меньшее внутреннее давление. Так, расчет показывает, что при переводе скважины х03 и х05 в режим нагнетания в текущих условиях необходимо поддерживать давление не выше 416 атм. и 406 атм. соответственно для ограничения ее роста по высоте в пределах объекта разработки. На основании сказанного можно сделать вывод о том, что для подтверждения условий возникновения прорыва необходимо не только моделирование на текущую дату, но и ретроспективный анализ на более ранние времена, вплоть до момента перевода скважины в нагнетание.

#### Зависимости давления прорыва от пластового давления

По результатам расчета (табл. 2) было отмечено, что существует зависимость давления прорыва от текущего пластового давления. С практической точки зрения эта зависимость наиболее интересна. На рисунке 4 приведены зависимости давления прорыва границ зон пласта БС от пластового давления в коллекторе. Анализируя полученные зависимости, можно отметить следующие особенности:

- давление прорыва границы всегда растет с увеличением пластового давления согласно уравнению (1);
- удаление границы прорыва от границы коллектора приводит к увеличению давления прорыва и ослаблению влияния на него пластового давления.

На основании полученных зависимостей можно предложить применение пошагового изменения забойного давления при переводе скважин в нагнетание (рис. 5). Первоначальное забойное давление иначе рассчитывается на основании геомеханической модели, а также информации о текущем пластовом давлении. По прошествии определенного времени необходимо провести повторное исследование пластового давления, на основании которого можно вычислить величину

Табл. 2. Данные о текущих значениях давления эксплуатации, текущем пластовом давлении, а также давлении прорыва кровли коллектора и пласта БС для текущего и начального значений пластового давления. Голубым цветом выделены скважины, планируемые к переводу в нагнетательный фонд

Tab. 2. Data on current operating pressures, current reservoir pressure, and reservoir roof and BS formation breakthrough pressure for current and initial reservoir pressures. Wells planned for conversion to injection are highlighted in blue

| Скв. | Экспл. давление, атм | Пластовое давление, атм | Давление прорыва, атм   |                        |                         |                        |
|------|----------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
|      |                      |                         | Коллектор, тек. условия | Пласт БС, тек. условия | Коллектор, нач. условия | Пласт БС, нач. условия |
| х01  | 440                  | 396                     | 434                     | 441                    | 417                     | 439                    |
| х02  | 445                  | 233                     | 422                     | 453                    | 424                     | 440                    |
| х03  | 260                  | 271                     | 416                     | 446                    | 413                     | 437                    |
| х04  | 432                  | 359                     | 435                     | 482                    | 423                     | 452                    |
| х05  | 53                   | 235                     | 401                     | 406                    | 423                     | 440                    |
| х06  | 445                  | 396                     | 441                     | 465                    | 427                     | 452                    |
| х07  | 444                  | 396                     | 436                     | 455                    | 418                     | 442                    |
| х08  | 445                  | 366                     | 432                     | 503                    | 420                     | 440                    |
| х09  | 427                  | 263                     | 426                     | 493                    | 427                     | 455                    |
| х10  | 445                  | 347                     | 433                     | 453                    | 423                     | 439                    |
| х11  | 418                  | 379                     | 430                     | 446                    | 415                     | 437                    |
| х12  | 443                  | 198                     | 423                     | 461                    | 427                     | 441                    |
| х13  | 436                  | 238                     | 423                     | —                      | 424                     | 450                    |
| х14  | 440                  | 251                     | 430                     | 465                    | 430                     | 446                    |
| х15  | 440                  | 404                     | 435                     | 446                    | 423                     | 437                    |

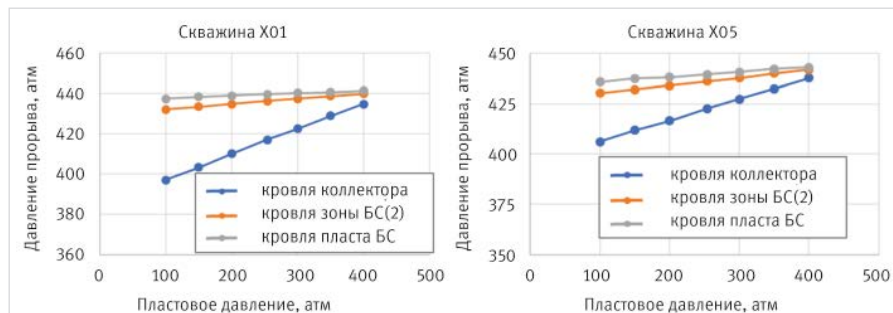


Рис. 4. Зависимости давления прорыва границ зон пласта БС от пластового давления для скважин x01 и x05  
Fig. 4. Dependences of the breakthrough pressure of the BS formation zones on the formation pressure for wells x01 and x05

нового допустимого забойного давления. Таким образом, можно постепенно повышать забойное давление до целевого значения р<sub>цел</sub>. Зависимость давления прорыва от пластового давления также может быть рассчитана в самом начале и далее использоваться по мере обновления информации о текущем пластовом давлении.

Очевидно, что такой сценарий можно использовать только для скважин, которые еще не переведены в нагнетание или скважин, для которых не выполнены условия роста трещины авто-ГРП на текущий момент. В противном случае, единственным вариантом действий для снижения рисков возникновения АВПД является разрядка скважины.

Разрядка скважины, однако, не всегда способна повлиять на АВПД в нецелевом пласте. Такой подход может не сработать в случае, когда между целевым и нецелевым пластами присутствует мощная перемычка, давление смыкания в которой выше давления смыкания в коллекторе даже в условиях повышенного пластового давления. В этом случае при разрядке возможно полное смыкание трещины в перемычке и, как следствие, изоляция зоны АВПД в нецелевом пласте от коллектора. Разрядка при этом будет работать только в области коллектора, а скорость понижения давления в нецелевом пласте будет зависеть исключительно от его проводящих характеристик.

Табл. 3. Результаты исследования чувствительности определения давлений прорыва зон пласта БС к механическим свойствам пород разреза. Голубым цветом обозначены результаты расчета на основании библиотеки геомеханических свойств  
Tab. 3. Results of a study examining the sensitivity of BS formation zone breakthrough pressure determination to the mechanical properties of subsurface rocks. Results of calculations based on a library of geomechanical properties are shown in blue

| Значение                        | Давление прорыва кровли коллектора, атм | Давление прорыва кровли пласта БС, атм |
|---------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|
| Коэффициент Пуассона коллектора |                                         |                                        |
| 0,2                             | 420,7                                   | 436,5                                  |
| 0,23                            | 424,6                                   | 437,2                                  |
| 0,26                            | 428,5                                   | 437,9                                  |
| 0,284                           | 432,1                                   | 438,6                                  |
| Модуль Юнга коллектора, ГПа     |                                         |                                        |
| 17,3                            | 428,5                                   | 437,9                                  |
| 20                              | 430,5                                   | 438,2                                  |
| 23                              | 432,9                                   | 438,6                                  |
| Коэффициент Пуассона глин       |                                         |                                        |
| 0,26                            | 416                                     | 424,3                                  |
| 0,284                           | 428,5                                   | 437,9                                  |
| 0,3                             | 437,5                                   | 448,5                                  |
| 0,33                            | 455,3                                   | 469,8                                  |
| Модуль Юнга глин, ГПа           |                                         |                                        |
| 12                              | 411,6                                   | 421,5                                  |
| 15                              | 421,8                                   | 429,9                                  |
| 17                              | 428,5                                   | 437,9                                  |
| Коэффициент Био коллектора      |                                         |                                        |
| 0,6                             | 424,5                                   | 437,3                                  |
| 0,73                            | 428,5                                   | 437,9                                  |
| 0,8                             | 430,8                                   | 438,3                                  |
| 1                               | 436,9                                   | 439,3                                  |

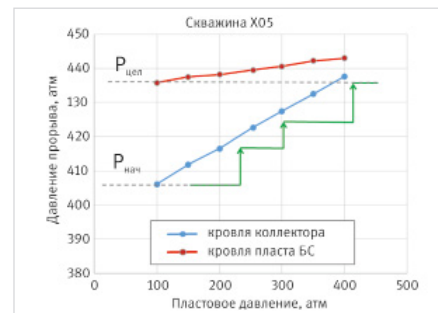


Рис. 5. Пошаговое повышение забойного давления для предотвращения роста трещины авто-ГРП в высоту на примере скважины x05  
Fig. 5. Step-by-step increase of bottomhole pressure to prevent the growth of an auto-fracturing crack in height using well x05 as an example

Неопределенности решения — анализ чувствительности к геомеханическим свойствам

### Неопределенности решения — анализ чувствительности к геомеханическим свойствам

Для повышения достоверности выводов, основанных на моделировании роста трещин, необходимо затронуть вопрос чувствительности результатов моделирования к входным параметрам. Для оценки влияния входных данных на результат расчета высоты трещины авто-ГРП произведен анализ чувствительности по отношению к механическим свойствам песчаника и глины (табл. 3). Коэффициент Био варьировался только для песчаника. При проведении исследования принято, что значения коэффициента Пуассона песчаника меньше, чем глины, а значения модуля Юнга, наоборот, больше. Это предположение, как правило, выполняется для большого количества месторождений.

Результаты расчетов показывают, что наибольшей чувствительностью давление прорыва обладает по отношению к свойствам глин. Так, вариации коэффициента Пуассона коллектора в диапазоне 0,09 дают различие в давлениях прорыва порядка 11 атм. для песчаника, тогда как вариации этого параметра в глинах в меньшем диапазоне 0,07 приводят к различию в давлениях прорыва почти в 40 атм. Не в последней мере это связано с тем, что глины в данном разрезе занимают гораздо больший объем пласта, чем песчаник и полностью составляют барьер. Однако этот факт только подчеркивает ценность достоверных знаний о механических свойствах пород, слагающих неколлектор. Можно с уверенностью утверждать, что увеличение объемов исследований механических свойств пород барьеров, а также исследование их состава необходимо для дальнейшего снижения рисков прорывов трещин авто-ГРП по высоте.

Можно также заметить, что чувствительность к механическим свойствам коллектора падает при удалении границы прорыва от границы коллектора, тогда как чувствительность к свойствам глин даже немного возрастает.

### Итоги

В работе представлен метод расчета давления прорыва трещин авто-ГРП с использованием ПК «РН-СИГМА» и геомеханических моделей месторождения, который подходит для выполнения многоскважинных расчетов. На основе выявленной зависимости давления прорыва от пластового давления разработан пошаговый алгоритм перевода скважин в нагнетание для минимизации рисков

неконтролируемого роста трещин. Внедрение данной методики позволит предотвратить возникновение зон аномального давления и рисков ГНВП, что делает её применимой для тиражирования на другие объекты Западной Сибири.

## Выводы

В настоящей работе показан способ массового расчета критического давления прорыва трещин нагнетательных скважин через нежелательные границы. Способ основан на использовании возможностей программного комплекса «РН-СИГМА» и его функционала «Высота трещины авто-ГРП». Для работы способа также необходима библиотека механических свойств и напряжений конкретного месторождения, либо иной способ массового расчета скважинных геомеханических моделей. Показано, что для полноценного анализа возникновения прорывов трещин авто-ГРП необходимо выполнение расчетов не только с учетом текущего пластового давления, но и с учетом более ранних его значений, а также истории изменения забойного давления. Для большей части из рассмотренного в работе набора скважин условия роста трещины авто-ГРП не выполняются в текущих условиях, однако выполняются для более ранних времен с меньшим значением порового давления. Расчеты показывают, что давление прорыва трещин авто-ГРП растет с увеличением пластового давления. Чем ближе граница безопасного роста трещины к коллектору, тем более значима эта зависимость. При существенном удалении этой границы от коллектора значение давления прорыва увеличивается, а влияние пластового давления снижается. Расчеты также показывают, что оптимальным способом перевода скважин в нагнетание является пошаговый способ, основанный на предварительно рассчитанной зависимости давления прорыва от пластового давления в коллекторе, а также мониторинге пластового давления во времени. Такой способ позволяет учесть влияние пластового давления на давление прорыва и тем самым составить план пошагового повышения забойного давления вплоть до целевого значения с существенным снижением риска возникновения трещины авто-ГРП. Анализ чувствительности прогноза давления прорыва к значениям механических свойств показывает, что в данном случае важными параметрами являются механические

свойства глин, слагающих барьеры. Таким образом, для повышения качества прогноза необходимо проведение детализации геофизических исследований, а также увеличение объема исследований механических свойств и состава пород, слагающих барьеры. Внедрение предложенных решений в процессы формирования системы разработки позволит предупредить риски получения зон аномального давления в транзитных пластах и ГНВП при бурении, исключить возможную непроизводительную закачку по нагнетательным скважинам и повысить эффективность разработки рассмотренного эксплуатационного объекта. Возможно тиражирование результатов работы и предлагаемых методических подходов на другие объекты месторождений Западной Сибири, разрабатываемые с применением системы ППД.

## Литература

1. Михалюк А.В., Войтенко Ю.И. Дилатационный механизм генезиса трещиноватости породных массивов: Сборник научных материалов УкрДГРИ. 2011. № 4. С. 50–62.
2. Байков В.А., Давлетбаев А.А., Усманов Т.С. и др. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 65–77. URL: [https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov\\_1.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf) (дата обращения: 05.05.2026).
3. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д. и др. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 30–33.
4. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А. и др. Исследование развития трещин автоГРП на опытной площадке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
5. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated interwell connectivity measuring in the presence of self-induced fracturing effect. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October 2017. (In Engl).
6. Гильмутдинов Р.А., Малышев В.Л., Нуртдинов А.Р. Анализ влияния приемистости нагнетательных скважин на развитие трещин автоГРП // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 65–71.
7. Салимов О.В., Гирфанов И.И., Кочетков А.В., Зиятдинов Р.З., Морозов П.Г. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин АвтоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 1. С. 46–50.
8. Кузьменко С.Е. Современные способы предупреждения ГНВП при бурении на шельфе // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): Материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протожанова Александра Константиновича). Тюмень: 2014. Т. 2. С. 275–277.
9. Исайчева Е.А., Овезов Б.А., Календарова Л.Р. Пилотный проект по оперативной диагностике ГНВП с элементами технологий искусственного интеллекта // Международная научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов» (РАН). Нижневартовск: 2023. С. 98–101.
10. Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И. Исследование и прогноз аномально высокого давления на Приразломном нефтяном месторождении // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 20–24.
11. Иващенко Д.С., Бобренёва Ю.О., Гимранов И.Р., Давлетбаев А.А., Сергейчев А.В., Щутский Г.А. Комплексирование результатов гидродинамических исследований и геомеханико-гидродинамического моделирования для прогнозирования зон аномально высокого пластового давления // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 66–70.
12. Давлетова А.Р., Федоров А.И., Щутский Г.А. Анализ риска самопроизвольного роста трещины гидроразрыва пласта в вертикальном направлении // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 50–53.

## ENGLISH

## Results

The paper presents the method of SHF breakthrough pressure calculation that is based on instruments of “RN-SIGMA” software and geomechanical models. The method is suitable for multi-well calculations. A new step-by-step algorithm of wells conversion to water injection is suggested based on dependence between breakthrough pressure and reservoir pressure. The algorithm allows to minimize risks of uncontrolled self-induced fracture growth. Algorithm implementation will lead to prevent abnormal pressure zones generation in non-target intervals and following risks of uncontrolled oil, gas or water kicks. This makes the developed algorithm applicable to replication on the other oil-gas fields of Western Siberia.

## Conclusions

This paper presents a method for mass-calculating the critical fracture breakthrough pressure in injection wells through undesirable boundaries. The method is based on the capabilities of the RN-SIGMA software package and its “Self-Induced Fracture Height” module. This method also requires a library of mechanical properties and stresses

for a specific field, or another method for mass-calculating of wellbore geomechanical models. It is shown that a comprehensive analysis of self-induced fracture breakthrough requires calculations taking into account not only the current reservoir pressure but also its earlier values, as well as the history of bottomhole pressure changes. For most of the wells considered in this paper, the conditions for self-induced fracture growth are not met under current conditions, but are met for earlier periods with lower pore pressure. Calculations show that the breakthrough pressure of self-induced fractures increases with increasing reservoir pressure. The closer the boundary of safe fracture growth to the reservoir, the more significant this dependence is. As this boundary moves away from the reservoir, the breakthrough pressure increases, but the influence of reservoir pressure decreases. Calculations also show that the optimal method for converting wells to injection is a step-by-step algorithm based on a pre-calculated relationship between breakthrough pressure and reservoir pressure together with monitoring of reservoir pressure over time. This algorithm allows for the influence of reservoir pressure on breakthrough pressure to be taken into account, thereby developing a step-by-step plan for

increasing bottomhole pressure to the target value, significantly reducing the risk of self-induced fracturing.

An analysis of the sensitivity of the breakthrough pressure forecast to mechanical properties shows that, in this case, the most important parameters are the mechanical properties of the clays that make up the barriers. Therefore, to improve the quality of the forecast, it is necessary to conduct more detailed geophysical surveys, as well as to increase the scope of research on the mechanical properties and composition of the rocks that make up the barriers. Implementing the proposed solutions

into the development system will prevent the risk of abnormal pressure zones in transition formations and followed risk of uncontrolled oil, gas or water kicks during drilling, thus eliminating potential unproductive water injection through injection wells, and improving the development efficiency of the considered production facility. The results of this work and the proposed methodological approaches can be replicated at other fields in Western Siberia developed using the reservoir pressure maintenance system.

## References

1. Mikhalyuk A.V., Voytenko Yu.I. Dilatational mechanism of fracture genesis in rock masses. Collection of scientific materials of UkrDGRI, 2011, issue 4, P. 50–62. (In Russ).
2. Baikov V.A., Davletbaev A.Y., Usmanov T.S. et al. Special well tests to fractured water injection wells. Electronic scientific journal "Petroleum Engineering", 2011, issue 1, P. 65–77. URL: [https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov\\_1.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf) (accessed: 05.05.2026). (In Russ).
3. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D. et al. Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. Oil Industry, 2012, issue 11, P. 30–33. (In Russ).
4. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A. et al. Esting of AUTO hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of Priobskoye oil field. Oil Industry, 2012, issue 5, P. 70–73. (In Russ).
5. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated interwell connectivity measuring in the presence of self-induced fracturing effect. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October 2017. (In Eng).
6. Gilmutdinov R.A., Malyshev V.L., Nurtudinov A.R. Analysis of impact of injection well capacity on self-induced hydraulic fracture development. Petroleum Engineering, 2019, Vol. 17, issue 4, P. 65–71. (In Russ).
7. Salimov, O.V., Girfanov, I.I., Kochetkov, A.V., Ziyatdinov, R.Z., Morozov, P.G. The influence of thermoelastic effect on cracks of automatic hydraulic fracturing in injection wells. Georesources, 2016, Vol. 18, issue 1, P. 46–50. (In Russ).
8. Kuzmenko S.E. Modern methods for preventing fluid influxes during offshore drilling // Geology and Oil and Gas Potential of the West Siberian Mega-basin (Experience, Innovations): Materials of the Ninth International Scientific and Technical Conference. Tyumen: 2014, Vol. 2, P. 275–277. (In Russ).
9. Isaicheva, E.A., Ovezov, B.A., Kalendarova L.R. Pilot project on operational diagnostics of gnvp with elements of artificial intelligence technologies. International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Specialists "Future Technologies of Oil and Gas Producing Regions" (RAS). Nizhnevartovsk: 2023, P. 98–101. (In Russ).
10. Trofimchuk, A.S., Khabibullin, G.I. The research and prediction of abnormally high reservoir pressure at Pirazlomnoye oil field. Scientific and Technical Bulletin of JSC NK «Rosneft», 2016, issue 1, P. 20–24. (In Russ).
11. Ivashchenko D.S., Bobreneva Yu.O., Gimranov I.R., Davletbaev A.Y., Sergeychev A.V., Shchutsky, G.A. Forecasting risks of overpressured zones by combining well tests, geomechanical and reservoir simulation. Oil Industry, 2019, issue 6, P. 66–70. (In Russ).
12. Davletova A.R., Fedorov A.I., Shchutsky G.A. Risk analysis of self-induced hydraulic fracture growth in vertical plane. Oil Industry, 2019, issue 6, P. 50–53. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Федоров Александр Игоревич**, к.ф.-м.н., эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Бобренёва Юлия Олеговна**, к.ф.-м.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Для контактов: [bobrenavayo@rn-gir.rosneft.ru](mailto:bobrenavayo@rn-gir.rosneft.ru)

**Кондратьева Найля Рашитовна**, к.ф.-м.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Сафарова Алина Ринатовна**, техник, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Павлов Андрей Иванович**, главный специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Хисамиев Тимур Радикович**, к.т.н., главный инженер проектов, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Хабибуллин Галиаскар Исмагилович**, начальник управления, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Мирошниченко Вадим Петрович**, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Шутский Григорий Анатольевич**, главный менеджер, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Герб Дмитрий Анатольевич**, начальник отдела, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Сукманов Александр Сергеевич**, начальник отдела, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Fedorov Alexander Igorevich**, ph.d. of physico-mathematical sciences, expert, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

**Bobreneva Yuliya Olegovna**, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Corresponding author: [bobrenavayo@rn-gir.rosneft.ru](mailto:bobrenavayo@rn-gir.rosneft.ru)

**Kondratieva Naylia Rashitovna**, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

**Safarova Alina Rinatovna**, technician, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

**Pavlov Andrey Ivanovich**, chief specialist, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

**Khisamiyev Timur Radikovich**, ph.d. of engineering sciences, chief project engineer, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

**Khabibullin Galiaskar Ismagilovich**, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

**Miroshnichenko Vadim Petrovich**, head of department, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia

**Shutskiy Grigory Anatolyevich**, chief manager, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia

**Gerb Dmitry Anatolyevich**, head of department, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia

**Sukmanov Alexander Sergeevich**, head of department, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia