

# Новые подходы к применению горизонтальных скважин при заводнении

Трофимчук А.С.<sup>1,2</sup>, Хабибуллин Г.И.<sup>1</sup>, Ихсанов Д.Р.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, <sup>2</sup>УГНТУ, Уфа, Россия  
trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

За последние годы наблюдается тенденция массового внедрения и увеличения доли горизонтальных, в том числе нагнетательных, скважин, преимущественно в условиях трудноизвлекаемых запасов. В работе проведено сравнение коэффициентов приемистости горизонтальных скважин и сопоставление с наклонно-направленными с целью определить область наиболее эффективного их применения. Впервые в практике заводнения горизонтальными скважинами рассмотрено влияние на достижение приемистости таких параметров как длины горизонтальных скважин, количество стадий и загрузка проппанта при ГПП. По результатам анализа предложена новая конфигурация системы разработки.

## Материалы и методы

Проанализированы данные коэффициентов приемистости нагнетательных скважин более 17 месторождений, построена корреляционная зависимость кратности коэффициентов приемистости от проницаемости пластов. Использованы результаты промысловых геофизических исследований: термометрия, шумометрия, расходомерия. Расчеты выполнялись с помощью 3D гидродинамической модели в симуляторе PH-KIM.

## Ключевые слова

горизонтальная нагнетательная скважина, трещина автоГПП, низкопроницаемый коллектор, система разработки, система поддержания пластового давления ППД, гидроразрыв, повышение коэффициента нефтеотдачи

## Для цитирования

Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И., Ихсанов Д.Р. Новые подходы к применению горизонтальных скважин при заводнении // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 74–77. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-74-77

Поступила в редакцию: 08.08.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.43 | Original Paper

## New approaches to the use of horizontal wells under flooding

Trofimchuk A.S.<sup>1,2</sup>, Khabibullin G.I.<sup>1</sup>, Ikhsanov D.R.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, <sup>2</sup>Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia  
trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

In recent years, there has been a trend of mass introduction and an increase in the share of horizontal wells including injection wells, mainly in conditions of hard-to-recover reserves. The paper compares the coefficients of horizontal wells' pick-up and compares them with directional wells, in order to determine the area of their most effective application. For the first time in the practice of flooding with horizontal wells, the influence of such parameters as the length of horizontal wells, the number of stages and the loading of the proppant during hydraulic fracturing. Based on the results of the analysis, a new configuration of the development system is proposed.

## Materials and methods

The data of the injectivity index of injection wells of more than 17 fields are analyzed, the correlation dependence of the multiplicity of the injectivity index on the permeability of the layers is constructed. The results of field geophysical studies were used: thermometry, noise measurement, flowmetry. Calculations were performed using a 3D hydrodynamic model in the PH-KIM simulator

## Keywords

horizontal injection wells, waterflood-induced hydraulic fractures, hydraulic auto-fracture, low-permeability reservoirs, field development systems, reservoir pressure maintenance, hydrofracturing, increase recovery factor

## For citation

Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I., Ikhsanov D.R. New approaches to the use of horizontal wells during flooding. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 74–77. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-74-77

Received: 08.08.2023

## Введение

Разработка месторождений жидких углеводородов в современных условиях неразрывно связана с применением горизонтальных скважин (ГС). При этом основная доля запасов разрабатывается на искусственном водонапорном режиме с применением заводнения, именно этот способ позволяет

достичь значительно более высоких значений коэффициента извлечения нефти по сравнению с режимом истощения. Одним из современных направлений развития систем поддержания пластового давления (ППД) с целью увеличения приемистости и повышения Коэф при разработке низкопроницаемых коллекторов является применение нагнетательных

горизонтальных скважин. Целью данной работы является определение условий и критериев эффективного применения ГС для ППД, а также выдача рекомендаций по исследованию ГС для ППД и повышению эффективности данного метода заводнения.

В процессе разработки коллекторов с высокой расчлененностью и низкой

проницаемостью для обеспечения требуемой приемистости скважин давление на их забое нередко превышает давление распространения трещин гидроразрыва пласта (ГРП) [3]. При этом происходит образование (развитие) техногенной трещины, которую принято называть трещиной автоГРП. Именно наличие трещины автоГРП, ее пространственная ориентация относительно ствола скважины и других трещин горизонтальной нагнетательной скважины, по мнению авторов, имеет определяющее значение для показателей их работы. При выполнении ГРП в зонах бурения новых скважин, в которых нет существенного изменения полей давления и температуры, трещины развиваются в направлении максимальных горизонтальных напряжений [2]. В большинстве применяемых на сегодняшний момент рядных системах разработки горизонтальный ствол ориентирован вдоль направления регионального напряженного состояния, соответственно, трещины ГРП проходят продольно относительно ствола скважины. Сделано это для недопущения пересечения траектории трещин нагнетательных и добывающих скважин и исключения риска прорыва нагнетаемой воды. Предметом изучения в данной работе является выявление особенностей образования трещин автоГРП в горизонтальной скважине по сравнению с наклонно-направленной скважиной (ННС) и степень их влияния на показатели разработки.

#### Анализ влияния автоГРП на эффективность работы нагнетательных горизонтальных скважин в рядных системах разработки

С целью определения факторов, влияющих на эффективность применения нагнетательных горизонтальных скважин, обобщен и проанализирован накопившийся опыт их работы в широком диапазоне фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов на объектах разработки 13 месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Проведен сравнительный анализ запускных и динамических параметров эксплуатации горизонтальных скважин относительно наклонно-направленных при закачке воды. В работе [4] было показано, что кратность (отношение) коэффициентов приемистости горизонтальной скважины к наклонно-направленной тем выше, чем выше проницаемость пласта, а при низких значениях проницаемости кратность снижается вплоть до значения 1–1,2, что говорит о практически сопоставимом коэффициенте приемистости при закачке в горизонтальной и наклонно-направленной скважине. При этом необходимо отметить, что с учетом наличия нескольких трещин ГРП в рассматриваемых

горизонтальных скважинах (от 4 до 10 стадий) и длинах ствола от 400 до 1100 м область дренирования горизонтальной скважины должна почти в два раза превышать область развития трещины автоГРП в наклонно-направленной скважине (ННС). Таким образом, недостижение двукратного прироста коэффициента приемистости, необходимого для поддержания проектной компенсации отборов, может быть обусловлено развитием в горизонтальной скважине единственной трещины автоГРП, обеспечивающей доминирующий уход закачки, сопоставимый с трещиной автоГРП в ННС. Учитывая, что при такой ориентации скважин в системе разработки единичная трещина автоГРП будет обеспечивать приемистость лишь в районе части траектории скважины, преимущественно в районе точки входа в пласт (Т1) либо точки окончания траектории (Т3), возникает существенный риск неблагоприятного охвата пласта заводнением. Для проверки этой гипотезы требуется проанализировать приемистость и удельную накопленную закачку в зависимости от параметров, которые при прочих равных должны влиять на эффективность закачки, а именно длины горизонтальных скважин, количества стадий и загрузки проппанта при ГРП.

Выполнено сравнение приемистости 74 скважин шести месторождений, разрабатываемых с применением ГС с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). Пласты характеризуются низкой проницаемостью (от 1 до 5 мД), длины стволов варьируются в пределах от 400 до 1000 м. Для всего диапазона длин приемистость незначительно отличается и изменяется от 274 до 327 м<sup>3</sup>/сут, то есть увеличение длин ГС не приводит к увеличению приемистости.

Для снижения влияния геологических факторов на приемистость приведено сравнение параметров закачки для горизонтальных скважин, приуроченных к одному объекту разработки месторождения 1.

При увеличении длины ствола на 50 % увеличение приемистости

не происходит, и наоборот, самые высокие значения приемистости получены по самым коротким скважинам. Удельная накопленная закачка с ростом длины ГС увеличивается незначительно, все это указывает на подтверждение предположения о развитии единственной трещины автоГРП при всех рассматриваемых длинах стволов (рис. 2).

Схожая динамика темпов падения приемистости и добычи жидкости реагирующих добывающих скважин в сравнении с системами, где закачка ведется в ННС, подтверждает практическое отсутствие преимуществ в работе трещин ГРП вдоль ствола горизонтальной скважины (рис. 3).

Схожие выводы показывает и анализ влияния на приемистость объемов проппанта, закачанного при ГРП на скважину, стадию и количество стадий ГРП. Так, на месторождении 2 с незначительной вариацией длин стволов все нагнетательные скважины длиной около 1000 м, запускная и накопленная удельная приемистость не растет при увеличении общей массы проппанта на скважину, то есть при массе проппанта в диапазоне от 400 до 500 т, удельная запускная приемистость 10,9 м<sup>3</sup>/сут/м/мД, а при массе проппанта 800 т на скважину и более удельная запускная приемистость 11,4 м<sup>3</sup>/сут/м/мД. Однако при увеличении удельной массы проппанта на стадию наблюдается тенденция к росту запускных показателей только в начальный период закачки. Это обусловлено большим стимулированным объемом пласта при работе скважины в период отработки на нефть, соответственно, сильно разряженной зоне пласта вокруг скважины, которая интенсивнее компенсируется закачкой в начальный период. А увеличение количества стадий ГРП не влечет за собой значительного изменения приемистости.

Полученные выводы также можно отнести в пользу предположения о доминирующем влиянии на показатели закачки единственной трещины автоГРП, инициируемой в одном из портов, наличие которой подтверждено

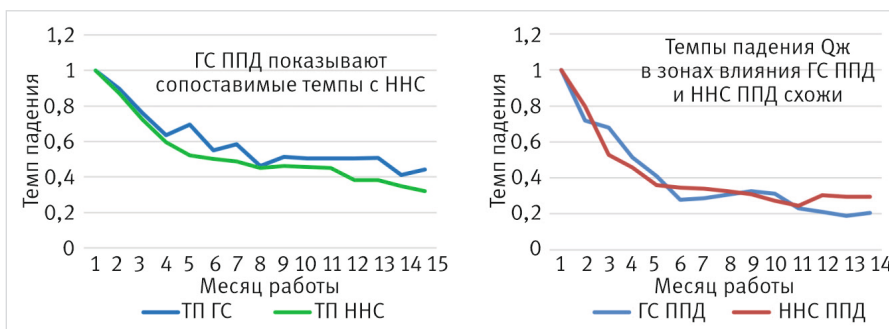


Рис. 3. Темпы падения приемистости и дебита жидкости скважин окружения  
Fig. 3. Decline rates in injectivity and liquid flow rate at surrounding wells

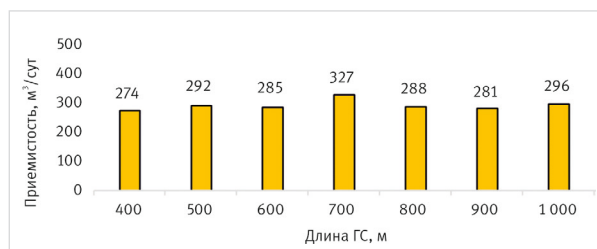


Рис. 1. Сравнение запускной приемистости при различных длинах горизонтального участка  
Fig. 1. Comparison of starting injectivity at different lengths of the horizontal section

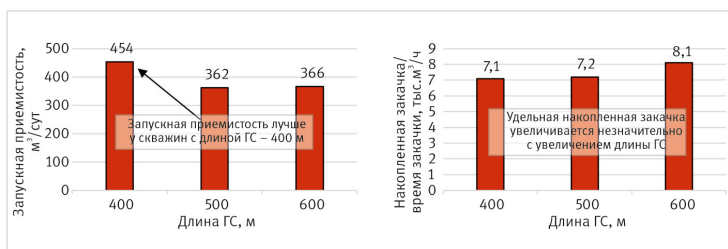


Рис. 2. Запускная приемистость и удельная накопленная закачка в зависимости от длин ГС на месторождении 1  
Fig. 2. Starting injectivity and specific cumulative injection depending on HW lengths at field 1

с помощью индикаторных диаграмм и графиков Холла.

Подтверждение данного предположения было получено при детальном анализе данных промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости горизонтальных скважин месторождения 2. По данным исследований с применением спущенного на забой комплекса приборов, состоящих из термометра, шумомера и расходомера, наблюдается явная дифференциация — преимущественный уход закачки в зону одного порта (или нескольких соседних), в различных участках траектории, приуроченных ближе к пяточной или носочной части скважин. Полученные профили приемистости были сопоставлены с проводкой исследуемых скважин по разрезу пласта и распределением ФЕС по стволу. В результате были получены следующие данные о работающих интервалах ствола: интервалы ухода закачки в четырех из пяти скважин находятся вблизи зон, улучшенных ФЕС пласта (проницаемости и песчанности), что соответствует наилучшим условиям инициации трещин (повышенная хрупкость и пониженное сопротивление разрыву пород).

По результатам комплексного анализа с применением данных ПГИ, учета проводки ствола по разрезу пласта, анализа реакции на закачку скважин окружения с учетом их геометрического расположения предложен вариант фактического распространения трещины автоГРП в районе скважины. Геометрические размеры трещины автоГРП (полудлина) на момент оценки определены с помощью полученной ранее зависимости полудлины трещины от давления нагнетания. Результаты анализа позволили улучшить адаптацию гидродинамической модели путем корректировки азимута трещины относительно начального и изменения ее полудлины. Качественным результатом проведенной работы является возможность определения зон с остаточными запасами с помощью долгосрочного прогноза разработки пласта.

#### Изменение конфигурации системы разработки с учетом выявленных недостатков традиционных систем

На рентабельность разработки и конечную нефтеотдачу низкопроницаемой нефтяной залежи существенное влияние оказывают темпы отбора запасов и охват пласта. Бурение горизонтальных скважин и гидроразрыв пласта позволяют повысить эффективность разработки. Однако существующие технические решения, заключающиеся в ориентации горизонтальных стволов как добывающих, так и нагнетательных скважин

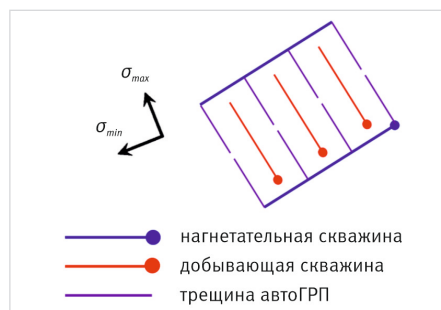


Рис. 4. Схема элемента предлагаемой системы разработки

Fig. 4. Diagram of an element of the proposed development system

в направлении минимальных горизонтальных напряжений пласта ( $\sigma_{min}$ ) и продольно расположенных к стволу трещин ГРП не в полной мере позволяют выполнить задачу повышения эффективности разработки в части увеличения темпов отбора запасов и охвата пласта. Необходимо продолжение поиска решения задачи повышения нефтеотдачи низкопроницаемого пласта нефтяной залежи посредством повышения охвата пласта воздействием и снижением капитальных затрат на бурение скважин. Для этого предлагается применение горизонтальных нагнетательных скважин в новой конфигурации, заключающейся в изменении их положения относительно добывающих скважин.

Как показал проведенный анализ, основным недостатком существующего способа разработки при ориентации системы вдоль максимальных горизонтальных напряжений пласта является то, что ввиду продольного расположения к стволу трещин ГРП, при закачке в режиме автоГРП из-за взаимовлияния трещин друг на друга и особенностей профиля механических свойств, доминирующая трещина автоГРП не обеспечивает достижения необходимой компенсации и коэффициента охвата. При этом поворот всей системы разработки на 90 градусов и поперечно-направленный ГРП в обоих типах скважин несет высокие риски прорыва воды от трещин автоГРП нагнетательных скважин, длину и рост которых сложно контролировать. Поэтому предлагается конфигурация, в которой устранены недостатки предыдущих аналогов.

На рисунке 4 представлена схема предлагаемой системы разработки, на которой горизонтальный ствол нагнетательной скважины размещают в направлении минимальных горизонтальных напряжений пласта ( $\sigma_{min}$ ), выполняют многостадийный ГРП с созданием поперечных стволов трещин. Добывающие горизонтальные скважины бурят вдоль направления максимальных горизонтальных напряжений ( $\sigma_{max}$ ), выполняют многостадийный

ГРП с созданием продольных стволов трещин и размещают посередине между точками инициации трещин ГРП нагнетательной скважины на расстоянии, превышающем 150 метров от траектории трещин нагнетательной скважины. Таким образом минимизируется риск пересечения траектории трещин автоГРП при нагнетании с траекторией добывающей скважины.

Для разобщения заколонных интервалов в нагнетательной скважине производится цементирование хвостовика и спуск установки разобщения интервалов, состоящей из последовательно соединенных нескольких гидравлических пакеров в связке с трубными удлинителями и электроклапанами, расположенными между пакерами, позволяющими обеспечить дистанционный контроль приемистости в широком диапазоне. Это позволит получить одновременное или попеременное создание нескольких трещин автоГРП, контролировать расход и давление во всех точках инициации и обеспечить возможность регулирования профиля приемистости.

Рассмотрим возможность возникновения риска прорыва трещин автоГРП, продуцируемых в нагнетательной скважине к забоям добывающих скважин. Так как все добывающие скважины расположены вдоль регионального напряженного состояния, то риск пересечения их траектории с траекторией трещин автоГРП возникает только в случае отклонения трещин от первоначального направления при изменении напряженного состояния. Однако при такой конфигурации сетки в процессе добычи вокруг закрепленных трещин нагнетательной скважины образуется зона, в которой напряженное состояние имеет азимут вдоль направления регионального напряженного состояния, что не приводит к отклонению трещин, а наоборот, дополнительно усиливает развитие трещины именно в этом направлении. Таким образом, трещины нагнетательных скважин будут расти по направлению регионального напряжения.

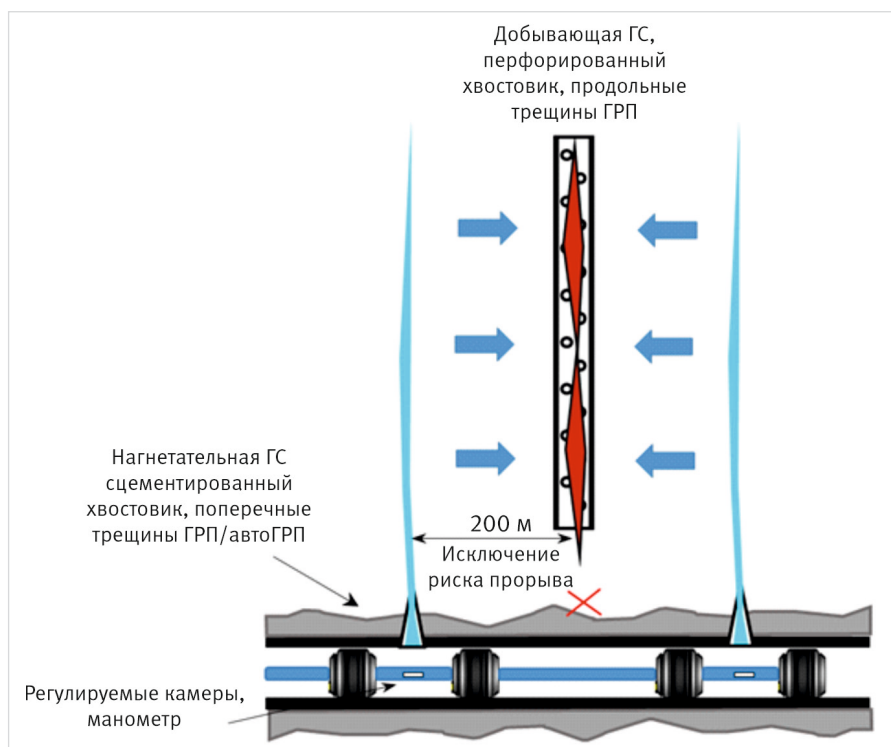


Рис. 5. Схема компоновки заканчивания горизонтальных скважин

Fig. 5. Layout diagram for horizontal well completion

Это будет верно и в случае, если нагнетание не будет запущено одновременно с добычей из соответствующих ГС. Рост в сторону добывающих скважин вряд ли произойдет, даже в случае перекомпенсации.

### Итоги

Получаемый результат заключается в достижении высоких темпов отбора запасов, повышении коэффициента охвата пласта и снижении на 25–30 % капитальных затрат на бурение нагнетательных скважин по сравнению с базовой системой разработки. В предложенной конфигурации одна нагнетательная поперечно расположенная горизонтальная скважина с четырьмя стадиями ГРП заменяет три продольно расположенные горизонтальные скважины или шесть наклонно-направленных соответственно. Для оценки экономической эффективности за счет применения новой системы разработки на трехмерной гидродинамической модели были проведены расчеты показателей КИН-NPV в сравнении с основными применяемыми на текущий момент системами разработки. Полученные результаты позволяют заключить, что при внедрении новой системы разработки прирост NPV относительно системы разработки ГС:ГС составит 25% при достижении проектного КИН. А при дальнейшем повышении технологической

сложности нагнетательных ГС (вариант с соотношением 1:4), заключающемся в увеличении количества портов с 4 до 5, прирост NPV составит 54 %.

### Выводы

В продольно расположенных относительно регионального напряженного состояния горизонтальных нагнетательных скважинах при закачке в режиме автоГРП образуется единственная трещина автоГРП, обеспечивающая доминирующий уход закачки, что не позволяет достичь необходимой компенсации отборов и коэффициента охвата пласта заводнением.

Предлагаемая конфигурация системы разработки, заключающаяся в изменении направления ствола нагнетательной скважины в элементе разработки и создании нескольких поперечных стволу трещин, позволит не только увеличить эффективность системы ППД, но и уменьшить капитальные затраты на строительство скважин за счет уменьшения соотношения нагнетательных скважин к добывающим при сохранении жесткости системы ППД. В такой схеме одна нагнетательная поперечно расположенная горизонтальная скважина с четырьмя стадиями ГРП заменяет три продольно расположенные горизонтальные скважины или шесть наклонно-направленных соответственно. Для исключения

возможных рисков необходимо применение компоновки с цементируемым хвостовиком, а также установкой разобщения интервалов закачки (ОРЗ).

### Литература

1. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 84–98.
2. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М. и др. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
3. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство 2012. № 11. С. 30–33.
4. Сулейманова М.В., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И. Опыт применения нагнетательных горизонтальных скважин при разработке терригенных коллекторов на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 1. С. 23–27.

## ENGLISH

### Results

The result we have obtained is achieving high rates of reserves recovery, an increased reservoir coverage, and 25–30 % reduction in the capital costs for drilling injection wells, as compared to the basic development system. In the proposed configuration, one transverse horizontal injection well with four HF stages replaces three longitudinal horizontal wells or six controlled directional wells, respectively. To evaluate the economic efficiency due to using the new development system on a 3D hydrodynamic model, we calculated the indicators of oil recovery factor (ORF)-NPV as compared to the main development systems currently in use. The results obtained allow us to conclude that, upon deploying the new development system, the increase in NPV relative to the HW:HW development system will be 25 % after reaching the design ORF. With a further increase in the technological complexity of injection HWs (the variant with a ratio of 1:4), which consists in increasing the number of ports from 4 to 5, the NPV increase will be 54 %.

### References

1. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs. Petroleum Engineering, 2011, issue 1, P. 94–98. (In Russ).
2. Latypov I.D., Borisov G.A., Haidar A.M. et al. Reorientation refracturing

on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. Oil industry, 2011, issue 6, P. 34–38. (In Russ).

3. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegaz oilfields. Oil industry,

### Conclusions

In horizontal injection wells located longitudinally relative to the regional stress state, during injection in the auto-frac mode, a single auto-frac crack is formed and provides the dominating injection drift, which does not allow to achieve the compensation for oil recovery and the coefficient of reservoir coverage by flooding as required.

The suggested development system configuration, consisting in changing the injection wellbore direction in a development element and creating several cracks transverse to the wellbore, will not only increase the RPM system efficiency, but also reduce the capital costs for well construction by reducing the ratio of injection wells to production ones while maintaining the RPM system rigidity. In this arrangement, one transverse horizontal injection well with four HF stages replaces three longitudinal horizontal wells or six controlled directional wells, respectively. To eliminate possible risks, we should use a layout with cemented tail zones and install an injection interval separation (IIS) system.

- 2012, issue 11, P. 30–33. (In Russ).
4. Suleymanova M.V., Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I. Experience of horizontal injection wells application in the development of terrirogenous reservoir of RN-Yuganskneftegas LLC fields. Oil industry, 2023, issue 1, P. 23–27. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Трофимчук Александр Станиславович**, заместитель начальника управления по разработке месторождений ЮНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, УГНТУ, Уфа, Россия  
Для контактов: trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

**Хабибуллин Галиаскар Исмагилович**, начальник управления по разработке месторождений ЮНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Ихсанов Денис Рафисович**, специалист отдела разработки и мониторинга месторождений ЮНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Trofimchuk Alexander Stanislavovich**, deputy head of the department for the development of YUNG deposits, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia  
Corresponding author: trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

**Khabibullin Galiaskar Ismagilovich**, head of the department for the development of YUNG deposits, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Ihsanov Denis Rafisovich**, specialist of the department of development and monitoring of YUNG deposits, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia