

# Стратегия планирования опытно-промышленных работ для подготовки к вводу в разработку трудноизвлекаемых запасов уникального месторождения на стадии ГРП

Анкудинов А.А.<sup>1</sup>, Архипов В.Н.<sup>1</sup>, Стариков М.А.<sup>1</sup>, Сорокин А.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, <sup>2</sup>ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия  
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В работе рассмотрен подход к освоению запасов уникального месторождения, пласты которого характеризуются значительной неоднородностью, низкой проницаемостью, аномально высоким пластовым давлением. По геолого-физической характеристике отложения относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ). Выбор стратегии полномасштабного освоения планируется произвести по результатам апробации технологий на участках опытно-промышленных работ (ОПР). В работе предлагается подход к стадийному планированию ОПР «от простого к сложному», позволяющий снизить риски при реализации работ и сократить время принятия решений.

## Материалы и методы

Приведено обоснование участков ОПР рассматриваемого месторождения, выбраны тестируемые технологии. Разработана детальная программа исследовательских работ, включающая все передовые методы контроля в условиях ТРИЗ. Сформирована

стратегия освоения запасов, определены ключевые точки получения информации.

## Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы, низкая проницаемость, опытно-промышленные работы

## Для цитирования

Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А., Сорокин А.В. Стратегия планирования опытно-промышленных работ для подготовки к вводу в разработку трудноизвлекаемых запасов уникального месторождения на стадии ГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 76–80.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-76-80

Поступила в редакцию: 24.11.2022

## OIL PRODUCTION

UDC 622.276 I Original paper

## The strategy of planning pilot works to prepare tight reserves of a unique field for the development at the exploration stage

Ankudinov A.A.<sup>1</sup>, Arkhipov V.N.<sup>1</sup>, Starikov M.A.<sup>1</sup>, Sorokin A.V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, <sup>2</sup>"RN-Vankor" LLC, Krasnoyarsk, Russia  
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The paper considers an approach to the development of a unique field, which reserves are characterized by significant heterogeneity, low permeability, abnormally high reservoir pressure. According to the geological characteristics, the reserves are hard to recover. The strategy selection for full-scale development is planned to be made based on the results of technology testing at the sites of pilot works. The paper proposes an approach to stage-by-stage planning "from simple to complex", which allows risks mitigation during the implementation of work and reducing decision-making time.

## Materials and methods

The justification of the pilot sites of the field under consideration is given, tested technologies are selected. A detailed research program is developed, including all advanced methods for tight reserves. A

strategy for the development of reserves is formed, key points for obtaining information are identified.

## Keywords

tight reserves, low permeability, pilot project

## For citation

Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A., Sorokin A.V. The strategy of planning pilot works to prepare tight reserves of a unique field for the development at the exploration stage. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 76–80. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-76-80

Received: 24.11.2022

## Введение

Развитие концептуального подхода [1] к освоению малоизученных запасов подразумевает детальное проектирование ОНР, включающее в себя обоснование участков работ, выбор технологий для их апробации с привязкой к геолого-физическим условиям, формирование этапности работ, программы исследований.

Основная цель ОНР — получение информации о тестируемых технологиях для их тиражирования и запуска месторождения в промышленную разработку (ПРМ). Выбор оптимальных решений возможен при наличии следующих данных: результаты бурения и освоения скважин, запускные дебиты скважин различных конструкций, темпы падения, характеристики вытеснения, оценка эффективности системы заводнения и других агентов воздействия.

Исследуемый объект — уникальное месторождение, характеризующееся значительной площадью нефтеносности, что в совокупности со сложным геологическим строением (высокая неоднородность, низкая проницаемость, большой этаж нефтеносности, изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и насыщения) требует выделения нескольких участков ОНР. При этом реализация работ на участках должна быть синхронизирована для возможности своевременной корректировки решений на период ПРМ. Одновременно с этим необходимо учитывать экономическую и организационную составляющую: каждая тестируемая технология, количество исследований и время отработки должны быть обоснованы.

С учетом имеющихся ограничений по транспорту продукции на период строительства инфраструктуры и поставленных задач предлагается формирование программы ОНР, включающей выбор участков, обоснование тестируемых технологий и комплекс исследований работ. Количество участков ОНР продиктовано необходимостью в сжатые сроки определить оптимальную технологию освоения запасов.

## Выбор участков ОНР

Расположение опытно-промышленных участков рационально выбрать в районах пробуренных поисково-разведочных скважин, охарактеризованных результатами опробований и интерпретации ГИС. По данным анализа бурения, в пределах месторождения выделяется две принципиально различные зоны по толщинам, связанности и продуктивности. Для северной части характерны пониженные эффективные нефтенасыщенные толщины и ФЕС относительно южной (рис. 1). В соответствии с распределением запасов, основной объем тестируемых технологий запланирован в южной части на трех участках ОНР, на северной запланировано два.

## Выбор апробируемых технологий

На участках предусмотрено поэтапное усложнение конструкций скважин начиная с наклонно направленных скважин (ННС) до протяженных горизонтальных стволов (ГС) 1 500 м. С целью наработки опыта проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и оптимизации дизайна предусмотрено бурение нескольких скважин одной конструкции. По всем типам скважин планируется провести анализ запускных дебитов, темпов падения дебита жидкости,

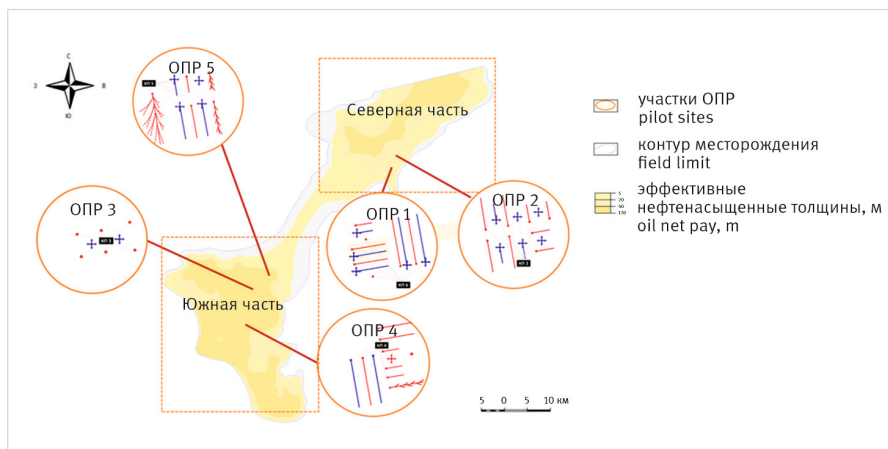


Рис. 1. Концептуальное представление участков ОНР  
Fig. 1. Conceptual representation of pilot sites

динамики коэффициента продуктивности, газового фактора, обводненности, эффективности системы поддержания пластового давления (ППД).

Как показывает анализ опыта разработки месторождений-аналогов [2–4], базовой технологией для низкопроницаемых коллекторов является бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) с организацией ППД. Увеличение длины горизонтального ствола с ростом количества стадий ГРП ведет к повышению экономической эффективности разработки путем снижения капитальных затрат на отсыпку и бурение (снижения количества скважин). В связи с чем на участках ОНР предусмотрено поэтапное усложнение конструкции с увеличением длины ГС от 500 до 1 500 м.

В районах с пониженной проницаемостью планируется тестирование горизонтальных скважин с поперечными трещинами ГРП на истощении с последующей эксплуатацией на режиме истощения пластовой энергии, с сохранением опции перевода в ППД. Как показывает практический опыт разработки [2–4], заводнение является эффективным в среднем при проницаемости более 1 мД. Согласно предварительным расчетам, на участках с ухудшенными свойствами перспективным является применение газовых методов воздействия на пласт путем закачки газа (ПНГ/CO<sub>2</sub>) в режиме смещающегося вытеснения. Таким образом, на этапе ОНР будет получена информация по эффективности разработки на естественном режиме по сравнению с режимом ППД водой и закачкой газа.

В зонах наибольших общих и нефтенасыщенных толщин предполагается бурение ННС по причине риска неполного охвата всего разреза трещинами в случае бурения ГС с МГРП. Альтернативой может быть бурение ГС по «двойной сетке», когда стволы скважин расположены друг над другом для полного охвата продуктивного интервала. На участках с ННС, по результатам многовариантных расчетов на гидродинамической модели, обоснована пятиточечная система из наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин с ГРП с расстоянием между добывающей и нагнетательной скважинами до 350 м.

На участках с повышенной продуктивностью по результатам опробований предлагается испытать технологию бурения многозабойных скважин различной

конструкции с проходкой по коллектору от 500 до 10 000 м.

## Программа исследовательских работ

Для контроля за разработкой, принятия решения по дальнейшему разбуриванию, снижения геологических, технологических и экономических рисков разработана программа исследований работ на скважинах.

В условиях освоения трудноизвлекаемых запасов, требующих массового применения ГРП и большого количества фонда к бурению, особенно важным становится процесс анализа результатов проведенных операций для последующего качественного планирования. Большинство промысловых исследований направлены на решение задач, связанных с оптимизацией ГРП:

- изучение азимута распространения и геометрии трещин ГРП, авто-ГРП;
- мониторинг высоты и полудлины трещин ГРП;
- контроль за выработкой пластов, эффективностью конструкции скважин;
- оценка продуктивности скважин и ФЕС пласта;
- оценка взаимного влияния скважин, связанности коллектора.

## Изучение геометрии трещин ННС

Для калибровки геомеханической модели и отработки технологии ГРП на ранних этапах работ принципиально важной является информация о высоте трещины ГРП. Планируется применение нескольких методов определения высоты трещины ГРП для взаимного контроля и верификации полученных результатов: по данным кросс-дипольного АКШ в открытом стволе и после ГРП, по данным термометрии после операции ГРП. Дополнительную информацию можно получить путем закачки нерадиоактивного проппанта с проведением ИННК до и после ГРП для определения закрепленной высоты трещины с учетом оседания проппанта.

## Изучение геометрии трещин ГС

Проведение микросейсмического мониторинга (МСМ) является одним из основных инструментов изучения геометрии трещин МГРП в ГС. Технология позволяет получить облако событий в области утечек при формировании трещины ГРП, в том числе в реальном времени (рис. 2) [5].

Регистрация микросейсмической активности производится сейсмоприемниками, спускаемыми на кабеле в обсаженный ствол

наблюдательной скважины, датчики регистрируют сейсмограммы событий, вызванных развитием трещины ГРП. Микросейсмический мониторинг позволяет оценить длину и азимут развития трещины, последовательности возникновения событий, их размер и механизм. Для повышения качества проведения исследования необходимо предусмотреть возможность остановки бурения скважин и работы ЭЦН на кустовой площадке при проведении операции МГРП в ГС.

#### Оценка эффективности конструкции ГС с МГРП

Получение информации о текущем состоянии конструкции ГС, контроль за выработкой пласта осуществляется при помощи комплексирования технологий профилометрии:

- применение полимернопокрытого маркированного проппанта с отбором проб и проведением лабораторных исследований на наличие маркеров в пробе;
- измерение профиля притока с использованием ГНКТ через Y-tool на добывающих скважинах с периодичностью раз в год для верификации альтернативного метода оценки профиля притока при помощи маркированного проппанта.

Технологии профилометрии в горизонтальных скважинах позволяют оптимизировать технические решения по заканчиванию на ранней стадии разработки. Стоит отметить, что для проведения трассерных исследований методом закачки маркированного проппанта не требуется остановка скважины,

что позволяет выполнить множество циклов исследований без потери добычи и обеспечить качественные данные для определения темпов падения. Применение метода позволяет избежать рисков, возникающих при внутрискважинных операциях с ГНКТ или трактором.

#### Гидродинамические исследования скважин

Исследование скважин классическими методами ГДИС в ультра- и низкопроницаемых коллекторах становится невозможным ввиду необходимости высокой продолжительности исследований для получения достоверных результатов. Необходимое время остановки на КВД ГС с МГРП может достигать 3 000 часов и более для выхода на позднее радиальное течение (ПРТ). В связи с этим основным методом изучения скважин предполагается анализ данных добычи (АДД), который не требует длительных остановок. Для повышения качества исследований методом АДД необходимо:

- проведение КВД 500 часов после кратковременной отработки на запуске скважины. Кратковременная остановка не обеспечит выход на ПРТ, но позволит оценить начальный скин-фактор скважины и поможет настроиться на начальный период работы и начальное пластовое давление;
- периодические замеры пластового давления по 240 часов для оценки динамики изменения пластового давления

и скин-фактора скважины;

- использование меченного проппанта в ГС с МГРП (с привлечением ПГИ на Y-tool для верификации исследований) с целью получения информации о текущем распределении притока по портам.

#### Программа реализации опытно-промышленных работ

Существующий опыт проектирования ОПР для ввода в разработку аналогичных объектов в Российской Федерации [6] может быть использован для небольших залежей, обширная площадь неэффективности и высокая вариативность геологического строения требуют усложнения программы опытных работ. По результатам проработки тестируемых конструкций и программы промысловых исследований сформирована последовательность реализации работ на каждом участке ОПР по единому принципу «от простого к сложному».

Далее рассмотрим этапность работ на примере одного из участков с наибольшим комплексом тестируемых технологий. Программа разделена на три этапа, предполагающих последовательное усложнение технологий (рис. 3).

Первый этап: обеспечение экологичного подхода к разработке на период опытных работ, бурение специальных скважин для утилизации воды и закачки нефти во временное подземное хранилище в вышележащих более проницаемых пластах.

Второй этап: бурение ННС и ГС 500 м с 5 МГРП, ориентация поперек регионального стресса горных пород для обеспечения максимального охвата. С целью оценки характера распространения трещин МГРП запланировано проведение скважинного микросейсмического мониторинга в наблюдательной ННС. В ГС с МГРП предполагается использовать маркированный проппант для контроля выработки запасов по стволу и оценки эффективности системы заканчивания. Проведение АКШ до и после ГРП в ННС необходимо для оценки гидравлической высоты трещины, что позволит уточнить геомеханическую модель пласта для оптимизации дизайна МГРП в ГС.

По текущему представлению о геомеханических свойствах пород трещина развивается преимущественно вверх, вследствие чего проводка горизонтального ствола планируется в нижней части разреза. Масса проппанта 150 т на порт, предположительно, позволит получить высоту трещины 100 м, что является достаточным для охвата продуктивного разреза. Для снижения рисков при реализации МГРП на первых этапах планируется применение массовой технологии заканчивания — муфты ГРП, активируемые шарами, с опцией последующего закрытия/открытия.

Третий этап: бурение ГС 1 000 м с 10 МГРП, ориентация поперек и вдоль максимального стресса для сопоставления показателей разработки. На ГС с поперечными трещинами рассматривается возможность проведения МГРП по технологии Zipper Frac в альтернативе стандартному ГРП. Технология позволяет повысить охват трещинами ГРП, минимизировать риски перекрытия трещин. Любое изменение последовательности гидроразрыва изменяет напряжение в области между трещинами ГРП и активирует дополнительные трещины, которые могут создавать сложную сеть, связанную с основными трещинами гидроразрыва, что приводит к максимальному контакту с пластом и повышению

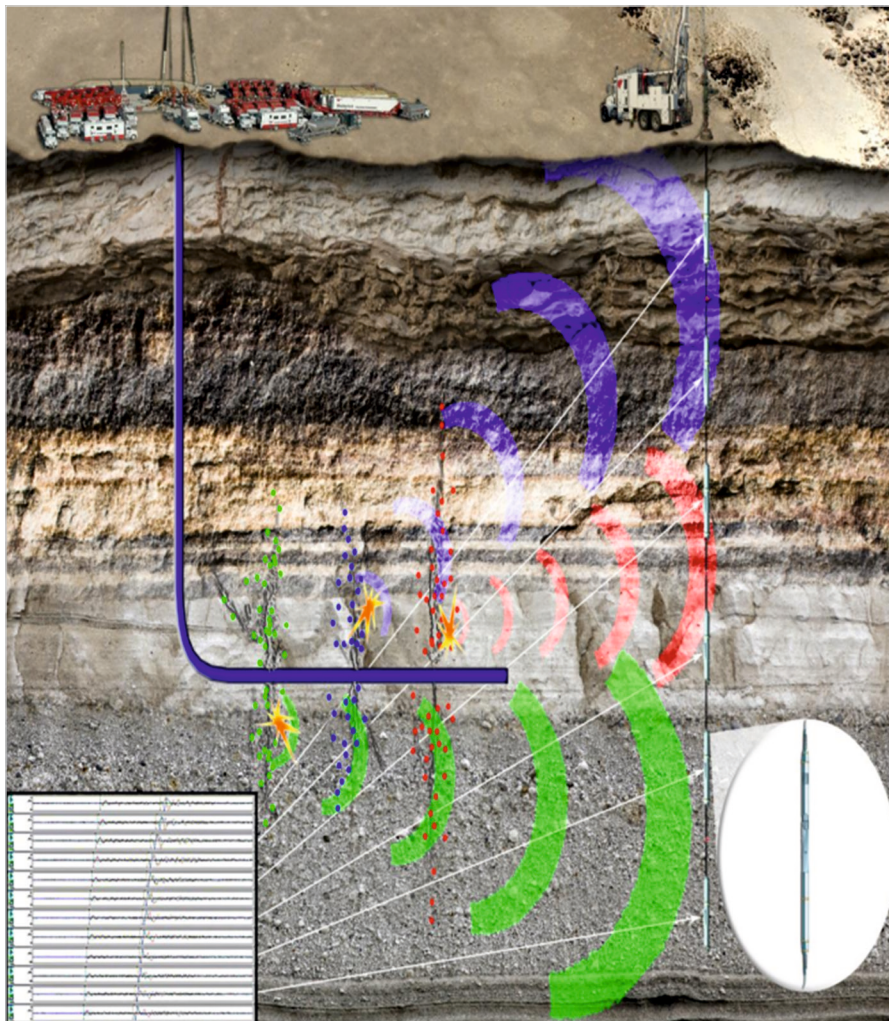
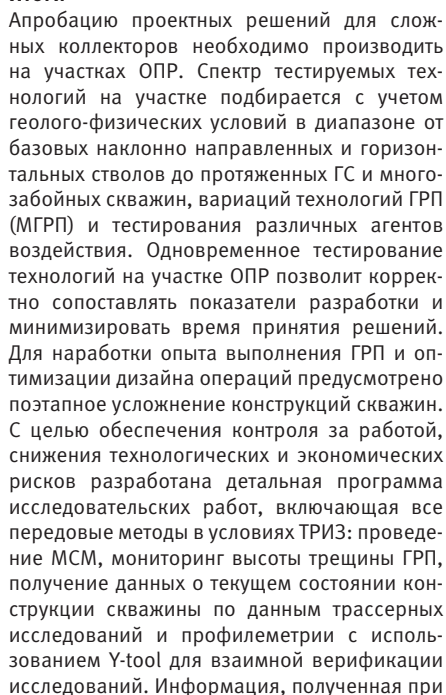


Рис. 2. Концептуальная схема проведения микросейсмических исследований  
Fig. 2. Conceptual scheme of microseismic investigations

С учетом запланированных исследований получение темпов падения дебита жидкости по ННС ожидается на второй год начала работ, по ГС 500 и 1 000 м — на третий год, по ГС 1 500 м — на четвертый год. Таким образом, поэтапный цикл исследовательских работ от простых решений к технически сложным для получения сравнительных характеристик по конструкциям потребует порядка четырех лет. Для сравнения: процесс поиска оптимальных технологических решений



1. Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А. Особенности формирования технологических



- решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально-высокого пластового давления // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 70–74.
2. Карпов В.Б., Паршин Н.В., Слепцов Д.И., Моисеенко А.А., Рязанов А.А. и др. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов. Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE. Астана, Казахстан. 1–3 ноября 2016. SPE182572-RU. 2016.
  3. Fedorov A.E., Dilmuhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeychev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, October 26–29, 2020, Virtual, SPE-201811-MS. (In Eng).
  4. Ситников А.Н., Пустовских А.А., Белоногов Е.В., Самоловов Д.А. Определение оптимального режима разработки низкопроницаемых пластов при проведении многостадийного гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 56–59.
  5. Конопелько А., Суковатый А., Митин А. и др. Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в условиях сложнопостроенных коллекторов Волго-Уральского региона России. Российской нефтегазовой технологической конференции SPE. 26–28 октября 2015. SPE-176710.
  6. Buzaev A., Akhmetov A., Osipenko A. and Sherstoboev E. Oil-Field Exploitation System Features with Horizontal Wells Multi-Stage Fracturing of Achimov Deposits in Case AHRP. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019. (In Eng).

## ENGLISH

### Results

Testing of design solutions for tight reserves should be carried out at the pilot project sites. The range of tested technologies at the site is selected taking into account geological and physical conditions in the range from basic directional wells, to extended horizontal wells and multihole wells, variations of formation hydraulic fracturing technologies (multistage formation hydraulic fracturing) and testing of various displacement agents. Simultaneous testing of technologies at the pilot project site allows to correctly compare development indicators and lower decision-making time. In order to gain experience in formation hydraulic fracturing and design optimization, a step-by-step complication of well designs is provided. To ensure control over the work, reduce technological and economic risks, a detailed research program is developed, including all advanced methods for tight reserves: microseismic monitoring, monitoring of the height of the formation hydraulic fracture, obtaining data on the current state of the well design according to tracer analysis and profile logging using Y-tool for mutual verification of surveys.

The information obtained during the work on the pilot sites allows in a short time to optimize technological solutions for putting the field into commercial development, including the selection of the optimal development system, well production testing and displacement agents. Key points of information acquisition are identified based on the results of the formed strategy. Taking into account the stages of drilling and development of formation hydraulic fracturing technology, obtaining key information on the decline rate is possible in the fourth year of operation, on the efficiency of the maintain formation pressure system – three years after the start of development.

### Conclusions

The results of the study can be used in the planning of pilot works for the selection and testing of the optimal approach to the development of tight reserves. The proposed approach to the stage-by-stage planning of pilot works “from simple to complex” allows reducing technological risks and decision-making time.

### References

1. Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A. Features of the formation of technological solutions for the development of HTR deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 70–74. (In Russ).
2. Karpov V.B., Parshin N.V., Sleptsov D.I., Moiseenko A.A., Ryazanov A.A. et al. Improving the efficiency of the development of a large HTR field in Western Siberia based on the experience of Canadian analog deposits. SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition November 1–3, 2016, Astana, Kazakhstan, SPE182572-RU. (In Russ).
3. Fedorov A.E., Dilmuhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeychev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, October 26–29, 2020, Virtual, SPE-201811-MS. (In Eng).
4. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Belonogov E.V., Samolovov D.A., Kubochkin N.S. Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development by wells with multi-stage fracturing. Oil industry, 2016, issue 12, P. 56–59. (In Russ).
5. Konopelko A., Sukovaty A., Mitin A. et al. Microseismic monitoring of multistage hydraulic fracturing in the conditions of complex reservoirs of the Volga-Ural region of Russia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015. (In Russ).
6. Buzaev A., Akhmetov A., Osipenko A. and Sherstoboev E. Oil-Field Exploitation System Features with Horizontal Wells Multi-Stage Fracturing of Achimov Deposits in Case AHRP. SPE-196850-MS, 2019. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Анкудинов Александр Анатольевич**, начальник отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Архипов Виталий Николаевич**, главный менеджер отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Стариков Максим Александрович**, главный специалист группы сопровождения проектных работ отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [mastarikov@tnnc.rosneft.ru](mailto:mastarikov@tnnc.rosneft.ru)

**Сорокин Александр Валерьевич**, главный геолог, ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

**Ankudinov Alexander Anatolyevich**, head of the department of department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Arkhipov Vitaly Nikolaevich**, general manager of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Starikov Maxim Alexandrovich**, senior specialist of the project work support group of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [mastarikov@tnnc.rosneft.ru](mailto:mastarikov@tnnc.rosneft.ru)

**Sorokin Alexander Valerievich**, chief geologist, “RN-Vankor” LLC, Krasnoyarsk, Russia