

УДК 622.245

**Технологические решения для строительства скважин на месторождениях  
высоковязких сланцевых углеводородов**

**В. П. Овчинников<sup>1</sup>, О. В. Рожкова<sup>1\*</sup>, С. Н. Бастриков<sup>1</sup>, Д. С. Леонтьев<sup>1</sup>,  
П. В. Овчинников<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный геологоразведочный университет имени  
Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

\*e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

**Аннотация.** Рассмотрены основные технологические процессы сооружения скважин для добычи высоковязких углеводородов из продуктивных низкопористых коллекторов с высокими термобарическими условиями, к которым относятся и сланцевые залежи баженовской свиты.

По результатам обзора и анализа существующих решений в области освоения таких залежей обосновано и предложено следующее: сооружение разветвленных многозабойных по азимуту скважин с горизонтальным окончанием, осуществление селективного многостадийного гидроразрыва в продуктивном пласте; использование при вскрытии пласта технологических жидкостей на нефтяной основе, а для разобщения — тампонажных материалов, продукт твердения которых представлен термически стойкими гидратными фазами (гидроосновными гидросиликатами).

Разветвленные скважины имеют горизонтальное окончание большой протяженности (порядка 1 000 метров и более). Эффективно работает только часть горизонтального участка, что является основанием для разработки и применения стадийного как по времени, так и по простиранию, метода гидроразрыва пласта. На уровне изобретения разработаны способ и устройство для проведения многостадийного селективного гидроразрыва пласта в скважинах с горизонтальным окончанием.

В статье изложен способ его осуществления, проведено сравнение с уже имеющимися. Особое внимание уделено необходимости использования при первичном вскрытии пласта растворов на углеводородной основе, а для разобщения — тампонажных растворов из композиционных материалов, продукт твердения которых представляет камень, сформированный низкоосновным гидросиликатом кальция.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть; баженовская свита; тампонажный раствор; фибра; армирование

**Technological solutions for well construction  
in high-viscous shale hydrocarbon fields**

**Vasiliy P. Ovchinnikov<sup>1</sup>, Oksana V. Rozhkova<sup>1\*</sup>, Sergey N. Bastrikov<sup>1</sup>,  
Dmitry S. Leontiev<sup>1</sup>, Pavel V. Ovchinnikov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

\*e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

**Abstract.** The article discusses the main technological processes of well construction for the production of high-viscosity hydrocarbons from productive low-porosity reservoirs with high temperature and pressure conditions, which include shale deposits of Bazhenov formation.

According to the results of the review and analysis of existing solutions in the development of this deposits, the following measures were justified and proposed: construction of branched multi-hole azimuth horizontal wells, implementation of selective multi-stage hydraulic fracturing in the productive formation; the use of oil-based process fluids when opening the reservoir, the use of plugging materials for isolation of the reservoir, the hardening product of which is represented by thermally stable hydrate phases (hydrobasic hydrosilicates).

Branched wells have a long horizontal end (about 1 000 meters or more). Only a part of the horizontal section works effectively, which is the basis for the development and application of the staged, both in time and along the strike, hydraulic fracturing method. At the level of the invention, a method and apparatus for carrying out multistage selective hydraulic fracturing in wells with horizontal completion have been developed.

The article describes a method for implementing multistage selective hydraulic fracturing, comparing this method with the existing ones. Much attention is given to the need to use hydrocarbon-based solutions for the initial opening the reservoir, to use cement slurries from composite materials to separate the reservoir, the hardening product of which is a stone formed by low-basic calcium hydrosilicate.

**Key words:** high-viscosity oil; Bazhenov formation; cement slurry; fibra; hard-banding

## Введение

В последние годы все более актуализируется проблема освоения нетрадиционных источников углеводородов — «сланцевой нефти», которая залегает в прослойках пород (в России — доманиковые слои, баженовская свита, ачимовская свита; за рубежом — формации Баккен, Игл Форд, Барнетт). Их масштабная добыча активно развивается в разрезах уже освоенных нефтегазовых провинций. Данные запасы нетрадиционных ресурсов в настоящее время оцениваются в объемах около 1 трлн т. К 2030 году ожидается их добыча порядка 70 млн т [1, 2].

Результаты исследований А. В. Лобусева, А. Д. Алексева, Ф. Г. Гурари, И. И. Нестерова, А. Э. Конторовича, Г. Р. Новикова, Г. Э. Прозоровича, Е. А. Рогозина, Ф. К. Салманова, В. С. Славкина, А. А. Трофимука и многих других, являющихся представителями ВНИГНИ, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ, ИНГТ СО РАН, ИГИРГИ, СНИИГГиМС и прочих организаций, показали, что в центральной части Западно-Сибирской платформы залежи сланцевой нефти (баженовской свиты) распространены на площади более 1 млн км<sup>2</sup>, толщиной порядка 30 м залегают на глубинах 2 500–3 500 метров, пластовые температуры варьируются от 80 до 140 °С, пластовые давления превышают нормальные гидростатические в 1,1–2,0 раза.

Основными породообразующими минералами выступают глины, кремнезем, карбонаты и пр. Данные породы формируют коллектор, обладающий способностью фильтровать нефть и газ. «Легкая» нефть, находящаяся в керогенах, формирующих каркас баженовской свиты, подтверждает, что процесс формирования органического вещества не завершен. Этот факт подтверждается также пористостью пород, составляющей 12–13 %, и проницаемостью около 1 мД. Поэтому считается, что часть сформирован-

ных уже углеводородов еще имеет генетическую связь с исходным органическим веществом и находится в «запечатанных» порах, которые образовались и образуются из-за перехода части твердой органики в жидкую фазу. По величине коэффициента Пуассона и значению модуля Юнга предполагается, что массив горных пород трещиноватый, с обломками различных пород и частями органики [3–5].

Необходимость разработки и использования различных технологий и технических средств требуется для добычи «связанной» нефти, которая залегает в баженовской свите. Учитывая геологический разрез месторождений, залегания над баженовской свитой проходят отложения ачимовской свиты, которая представлена в основном толстыми слоями глин, а под баженом располагаются породы георгиевской и абалакской свит, местами встречается высокопроницаемая васюганская свита. Основные методы интенсификации притока в баженовской свите — применение различных вариантов гидроразрыва и прогрева забоя скважины (пласта) термическими методами воздействия [6–8]. Следует указать, что оба способа оказывают значительное воздействие на герметичность разобщения продуктивного пласта и на структуру его порового пространства, что, естественно, отражается на рентабельности работы скважины и на коэффициенте извлечения пластового флюида.

Таким образом, с учетом изложенного основное внимание должно быть уделено технике и технологии сооружения скважин, предназначенных для освоения трудноизвлекаемых запасов пластового флюида баженовской свиты.

#### **Объект и методы исследования**

Объектом исследования являются геолого-технологические условия залегания баженовской свиты на месторождениях Западно-Сибирской платформы, в частности юрские отложения Салымского месторождения. Отложения этой свиты представлены на большей части территории Западно-Сибирской низменности и повсеместно представлены черными тонкоотмученными каменистыми, сильно битуминозными аргиллитами, раскалывающимися на тонкие плитки.

Методы исследования — аналитические, экспериментально-теоретические.

#### **Результаты**

Опыт освоения месторождений высоковязких пластовых флюидов, в том числе и бажена, показал, что используемые методы интенсификации притока пластового флюида к забою скважины путем химического воздействия кислотами, дополнительной перфорацией, с применением технологий гидроразрыва пласта (ГРП) не всегда дают желаемый результат. Кроме того, ГРП, в частности, предполагает внедрение в структуру продуктивного пласта твердых соединений, пропанта. Естественно, при этом число фильтрационных каналов снижается за счет их заполнения последним. В этом случае необходимо анализировать соотношение увеличения фильтрационной способности пласта с величиной закупорки, что, к сожалению, мало возможно. Да и эффект от гидроразрыва имеет временный характер, так как система стремится к равновесию, то есть со временем образован-

ные поровые каналы будут «схлопываться». Одним из перспективных решений повышения нефтеотдачи в этих условиях является увеличение площади фильтрационных каналов за счет повышения в пласте дренажной системы посредством строительства многозабойных скважин (МЗС). Существующие проектные решения технологии бурения позволяют реализовать данный процесс, что подтверждает опыт филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени и др. [9–12]. Вопрос лишь в обосновании длины таких скважин, их расположении и профиле, решение которых определяется геологическими условиями каждого региона и подтверждается результатами «пилотного» проекта.

Особое внимание при этом должно быть уделено обоснованию использования технологических жидкостей при строительстве скважин, в частности, их рецептурам, физико-механическим свойствам.

Известно, что на сохранность естественных фильтрационно-емкостных свойств нефтяных коллекторов (при их вскрытии, разобщении и других циклах строительства скважин) влияют следующие различные факторы и явления:

- взаимодействие технологической жидкости и ее фильтрата с породами коллектора (набухание глин и глинистых включений, коагуляция структуры порового пространства, образование в призабойной зоне пласта малоподвижной эмульсии и твердых малорастворимых соединений и т. д.);
- деформационные изменения из-за гидродинамических напряжений при бурении и других физико-химических и физико-механических процессов на уровне ядерно-магнитного взаимодействия.

Выше приведены некоторые факторы, которые влияют на снижение проницаемости пород. Для того чтобы более наглядно представить влияние некоторых факторов на снижение проницаемости пород, можно принять, что на площадь песчаника размером  $6,5 \text{ см}^2$  приходится до 3 000 пор, что говорит о большой чувствительности пласта к «загрязнению».

На основе вышеизложенного можно сделать вывод, что наиболее перспективными, обеспечивающими высокое качество вскрытия продуктивного пласта являются растворы на углеводородной основе (РУО) и их аналоги — инвертные эмульсионные растворы (ИЭР).

Использование данных растворов приводит к снижению количества аварий, вызванных прихватами бурильных и обсадных колонн, заклинка инструмента; также улучшаются технико-экономические показатели бурения, такие как механическая скорость бурения, проходка на долото, его износостойкость, временной ресурс работы забойного двигателя, насосного оборудования и т. д. [13–15].

Увеличение фильтрационной способности пород, слагающих низкопроницаемый продуктивный пласт, возможно и за счет формирования искусственных каналов, а именно через применение метода гидроразрыва. При этом, учитывая профиль и длину горизонтального участка ствола скважины (порядка тысячи метров), а как показывает опыт работы эксплуатационных скважин, наиболее эффективное участие в транспортировке пластового флюида в скважине обеспечивается участком около трехсот метров, гидроразрыв должен осуществляться селективно и многостадийно —

именно сначала в одном интервале, после обработки которого на следующем — без применения дополнительных работ.

Существующие технологии гидроразрыва в основном осуществляются в скважинах, на горизонтальном участке, «обсаженном» хвостовиком, подвешенным к эксплуатационной колонне. Хвостовик в основном не цементируется, а разделение интервалов проведения гидроразрывов по кольцевому пространству производится с применением гидромеханических пакеров или других конструктивных решений. Так, Р. М. Сабитовым и А. Н. Багаевым [16] для осуществления процесса гидроразрыва (многостадийного) предлагаются порты ГРП, активируемые «шарами». В этом случае внутри конструкции присутствуют зоны сужения, уменьшается проходной диаметр в спущенном хвостовике, что увеличивает гидродинамические сопротивления потоку пластового флюида в скважине, усложняет процесс их закрытия, а в некоторых случаях это становится даже невозможным. Также ограничивается число стадий осуществления гидроразрыва.

А. А. Постнов и А. С. Оганов [17] предложили в компоновку по осуществлению гидроразрыва включить применение «скользящих муфт», активируемых инструментом на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ). Однако их использование, естественно, приведет к удорожанию процесса гидроразрыва из-за необходимости применения целого ряда дополнительных технических средств.

В патенте № 2634134 предлагается интервальный спуск кумулятивного перфоратора на ГНКТ, осуществление перфорации, закачивание жидкости разрыва и пропанта, установка системы пакеров. На первой стадии ГРП производят спуск перфоратора без пакера, на последующих стадиях ГРП пакеры используются. Обычно пакеры системы — взрывные пакер-пробки, выдерживающие перепад давления не менее 70 МПа и соединяемые с перфоратором с помощью специальных соединительных устройств. Иницирование пакера и перфоратора осуществляется посредством электрических импульсов, передаваемых через геофизический кабель: один импульс для взрывной пробки, другой — для перфоратора. Установку пакер-пробки и перфорацию осуществляют в один спуско-подъем инструмента. При использовании данного способа необходим спуск дополнительной композитной пробки, осуществление операции ГРП проходит в несколько спуско-подъемных операций.

Изучение обозначенных способов проведения многостадийного ГРП и др. [18] позволило предложить следующий способ интервального многостадийного гидроразрыва [19], который включает использование компоновки ГРП с адаптером на колонне НКТ (патент № 2732891). В конструкцию компоновки включены пакер гидравлического действия, якоря верхний и нижний, два створчатых обратных клапана, размещенные внутри компоновки.

Стволовая часть адаптера проходит сквозь пакер и на конце имеет посадочное «седло». Работа осуществляется следующим образом: в заданный интервал спускают компоновку ГРП, осуществляют сброс и прокачивание шара до посадочного седла. В НКТ создается избыточное давление, что вызывает срезание штифтов и перемещение якорей. Манжета пакера деформируется, что способствует герметизации интервала над и под компо-

новкой. Давление стравливают, осуществляют натяг инструмента величиной не более 2 т.с. Происходит срезание штифтов в посадочном седле. Затем пакер разгружается на величину не менее 5 т.с., стволовая часть адаптера перемещается вниз. Шар и посадочное седло выпадают из стволовой части адаптера. Осуществляют закачивание жидкости гидроразрыва, которая заполняет часть хвостовика ниже пакера, и путем создания избыточного давления проводится гидроразрыв пласта.

После его окончания колонна НКТ и вся компоновка поднимаются. Стволовая часть адаптера выходит из пакерующего элемента (пакера). Створчатые обратные клапаны закрываются. Аналогично осуществляют гидроразрыв в последующих интервалах. По окончании проведения работ скважина осваивается, спускается внутрискважинное оборудование и выводится на требуемый режим ее работы. Использование описанного способа многостадийного гидроразрыва будет способствовать эффективному отбору пластового флюида во всем интервале нефтяного коллектора.

Поскольку термобарические пластовые условия в баженовской свите значительны и предполагается использование термических методов воздействия на пласт, необходимо уделять внимание и обеспечению термостойкости сформированного в заколонном пространстве цементного камня [20]. При решении данного вопроса необходимо учитывать концепцию, в свете которой должны разрабатываться рецептуры тампонажных материалов с учетом конкретных температурных пластовых условий, а именно:

- тампонажный камень, сформированный в заколонном пространстве, должен быть термостойким и обеспечивать герметичность;
- физико-механические свойства раствора на основе сырьевой композиции должны способствовать указанным условиям и условиям транспортировки до планируемого места расположения.

Термоустойчивость и коррозионная устойчивость формирующегося и работающего при высоких температурах цементного камня в основном определяются его фазовым составом и, как показано многими исследователями, присутствием низкоосновных гидросиликатов кальция [21–24].

В этом отношении перспективны шлакоцементные и полимерцементные тампонажные композиции с армирующими добавками. В качестве армирующих материалов чаще всего используют мелкорезанные волокна из различных материалов. Упрочнение различными волокнами основывается из предположения, что цементная матрица передает им приложенную нагрузку за счет касательных сил, которые действуют по поверхности всего раздела. При модуле упругости волокна большей упругости цементной матрицы считается, что основную часть приложенных напряжений воспринимают волокна, а общая прочность композиционного материала пропорциональна их объемному содержанию. Таким образом, цементная матрица может обеспечивать сопротивление сжимающим напряжениям, а армирующий компонент (в частности фибра) — растягивающим и изгибающим напряжениям [25].

Армирование композиционных материалов волокнами используют с древнейших времен. Тысячи лет известен такой материал, как саман, и здания, построенные из него, могут прослужить несколько столетий. Этот

материал, представляющий собой глинистый грунт с добавлением соломы и навоза, можно считать предшественником фиброармированного цементного камня или композиционного материала, содержащего гидравлическое вяжущее, мелкий или крупный заполнитель, армированный дисперсными волокнами. В качестве армирующих фибр используют резаные волокна из различных материалов с различной геометрией. Название «фибра» произошло от латинского «fibra» — это волокно или материал, изготовленный пропиткой нескольких слоев. Первоначально данный эффект относили к изготовлению картона. В настоящее время под фиброй понимается компонент, представленный нитями различной длины микропористой консолидации, созданный на базе целлюлозы. Наиболее распространена в нефтегазовой промышленности базальтовая фибра.

Базальтовая фибра — короткие отрезки базальтового волокна, предназначенные для дисперсного армирования вяжущих. Диаметр волокна — от 20 до 500 мкм. Длина волокна — от 1 до 150 мм. Базальтовая фибра производится из расплава горных пород типа базальта при температуре выше 1400 °С. Базальтовое волокно способствует также коррозионной стойкости сформированного цементного камня из тампонажного раствора с добавлением волокон фибры природного происхождения. Волокна диаметром 16–18 мкм имеют 100 %-ю стойкость к воде, 96 %-ю — к щелочи, 94 %-ю — к кислоте. Модуль упругости волокна находится в пределах от 7 до 60 ГПа, прочность на растяжение от 600 до 3500 МПа.

Наиболее сложным этапом при получении качественного тампонажного раствора является процесс введения волокон в необходимых количествах, обеспечивая при этом перемешивание компонентов с равномерным распределением армирующих элементов по объему. Для тампонажного камня характерно образование локальных сгустков волокон, обычно из-за сцепления их анкерующих приспособлений и взаимного трения поверхностей волокон, за счет сил статического электричества и сил поверхностного натяжения [26].

Технологические мероприятия по решению этой проблемы можно объединить в следующие группы: технологии совместного перемешивания компонентов смеси; технологии раздельной заливки компонентов. Различие их в том, что в первом случае происходит совместное перемешивание компонентов тампонажной смеси с порционным добавлением фибры в процессе их затворения водой, а во втором случае цементная смесь методом литья, вибролитья с одновременной подачей фибр вводится в емкость для замешивания.

Влияние фибры на прочностные свойства цементного камня достаточно значимое. Например, при концентрации фибры 0,5 и 2,0 % прирост прочности на растяжение составляет 60 и 135 % соответственно. Прирост прочности на изгиб при тех же концентрациях фибры составляет 30 и 40 %, а прирост прочности на сжатие — 5 и 12 % соответственно.

### **Обсуждение**

Высоковязкие и сланцевые углеводороды являются резервом топливно-экономического комплекса страны. В ближайшем будущем их добыча значительно увеличится. Сегодня объем добычи сдерживается слабой изучен-

ностью их коллекторов, низкими фильтрационными свойствами пород, высокими термобарическими условиями, отсутствием высокотехнологичных и эколого-безопасных материалов и др. Также отсутствуют публикации по данному направлению, что, по-видимому, связано со сложностью и материалоемкостью проведения промысловых и экспериментальных исследований. В данной статье мы представили свою точку зрения на решение данной проблемы. Некоторые вопросы могут носить спорный характер, но тем не менее они будут способствовать ее решению.

### **Выводы**

Проведенные аналитические исследования позволяют считать, что предлагаемый комплекс технологических решений будет способствовать достижению поставленной цели — освоению перспективных отложений значительных запасов углеводородов (баженовской и доманиковской свит).

### **Библиографический список**

1. Орлов, С. В. Новая нефть. Технологическое развитие меняет нефтяную карту мира / С. В. Орлов. — Текст : электронный // Сибирская нефть : онлайн-журнал. — 2020. — № 8/175. — С. 8–14. — URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2020-october/>.
2. Щёлокова, Д. В. Нетрадиционные углеводороды как источник неисчерпаемости топливно-энергетических ресурсов / Д. В. Щёлокова. — Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2016. — № 1 (103). — С. 120–126.
3. Сооружение скважин на месторождениях с аномально высокими термобарическими условиями / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников [и др.]. — Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. — 234 с. — Текст : непосредственный.
4. Гурари, Ф. Г. Клиноформы — особый тип литостратонов / Ф. Г. Гурари. — Текст : непосредственный // Геология и геофизика. — 1994. — № 4. — С. 21–22.
5. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. — Москва : Недра, 1975. — 680 с. — Текст : непосредственный.
6. Осыка, А. В. Условия формирования аномальных разрезов баженовской свиты на Тевлинско-Русскинском месторождении / А. В. Осыка. — Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. — 2003. — № 11. — URL: <http://www.oilnews.ru/11-11/usloviya-formirovaniya-anomalnyh-razrezov-bazhenovskoj-svity-na-tevlinsko-russkinskom-mestorozhdenii/>.
7. Зубков, М. Ю. Клиноформенное строение неокома и «аномальных» разрезов баженовской свиты в пределах Кальчинского месторождения (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования) / М. Ю. Зубков, Я. А. Порийстер — Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : VIII научно-практическая конференция. Сборник докладов. — 2005. — Вып. 8, Т. 2. — С. 305–318.
8. Салмин, М. В. Уточнение литогенетической модели формирования аномального разреза баженовской свиты / М. В. Салмин. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2005. — № 12. — С. 26–28.
9. Фаттахов, М. М. Классификатор многозабойных и многоствольных скважин / М. М. Фаттахов. — Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2015. — № 4. — С. 22–24.
10. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, М. М. Фаттахов [и др.]. — Текст : непосредственный // Бурение и нефть. — 2020. — № 10. — С. 28–33.
11. Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончанием в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, А. Ю. Сенцов [и др.]. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 8. — С. 25–27.
12. Повалихин, А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков ; под общей редакцией А. Г. Калинина. — Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. — 645 с.

13. Изменения фильтрационных свойств в породах-коллекторах при бурении / О. Н. Павельева, Ю. Н. Павельева, Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2020. – № 1 (83). – С. 64–69.
14. Причины осложнений при спуске обсадных колонн в скважину на Унтыгейском месторождении / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, О. В. Рожкова, А. Е. Орлова. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2019. – № 4. – С. 22–25.
15. Овчинников, В. П. Вскрытие месторождений высоковязких нефтей / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020 г.). В 3 томах. Том 1 / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 97–99.
16. Сабитов, Р. М. Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей / Р. М. Сабитов, А. Н. Багаев. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 3 (56). – С. 34–38.
17. Постнов, А. А. Точечная стимуляция при многоэтапном разрыве пласта / А. А. Постнов, А. С. Оганов. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 6. – С. 24–27.
18. Совершенствование технологии освоения месторождений высоковязких нефтей / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников, Н. М. Шамсутдинов. – Текст : непосредственный // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов : опыт, инновации, перспективы : сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. К. А. Мещеряков ; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». – Пермь – 2019. – С. 280–282.
19. Оборудование забоев скважин продуктивных интервалов высоковязких нефтей / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников, Н. М. Шамсутдинов. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : материалы IV Международной научно-практической конференции (Альметьевск, 16–18 октября 2019 г.). – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – С. 82–84.
20. Ямбаев, М. Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования) : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ямбаев Марат Фаргатович. – Москва, 2006. – 153 с. – Текст : непосредственный.
21. Булатов, А. И. Тампонажные шлаковые цементы и растворы для крепления скважин / А. И. Булатов, Д. Ф. Новохатский. – Москва : Недра, 1975. – 224 с. – Текст : непосредственный.
22. Рожков, С. Ю. Влияние объема концентрации фибры на прочностные показатели цементного камня при дисперсном армировании / С. Ю. Рожков, В. П. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 306–310.
23. Тихонов, М. А. Совершенствование фиброармированных тампонажных материалов : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тихонов Михаил Алексеевич. – Уфа, 2013. – 174 с. – Текст : непосредственный.
24. Исследование фазовых преобразований тампонажного камня для формирования долговечной крепи скважин с термогазовым воздействием на пласт / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, В. А. Бурдыга [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-27-31. – 2020. – № 10 (622). – С. 27–31.
25. Агзамов, Ф. А. Исследования влияния армирующих добавок на расширение в облегченных цементах / Ф. А. Агзамов, А. А. Бекбаев. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 1. – С. 11–19.
26. Агзамов, Ф. А. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов / Ф. А. Агзамов, М. А. Тихонов, Н. Х. Каримов. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 4. – С. 26–31.

## References

1. Orlov, S. V. (2020). Novaya neft'. Tekhnologicheskoe razvitie menyaet neftyanuyu kartu mira. Sibirskaya neft', (8/175), pp. 8-14. (In Russian). Available at: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2020-october/>

2. Shchelokova, D. V. (2016). Non-conventional hydrocarbons as a source of inexhaustible energy resources. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (1(103)), pp. 120-126. (In Russian).
3. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Ovchinnikov, P. V., Fattakhov, M. M., Melekhov, A. V., Shamsutdinov, N. M.,... Bastrikov, S. N. (2020). Sooruzhenie skvazhin na mestorozhdeniyakh s anomal'no vysokimi termobaricheskimi usloviyami. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 234 p. (In Russian).
4. Gurari, F. G. (1994). Klinoformy - osoby tip litostratonov. Russian Geology and Geophysics, (4), pp. 21-22. (In Russian).
5. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
6. Osyka, A. B. (2003). Usloviya formirovaniya anomal'nykh razrezov bazhenovskoy svity na Tevlinsko-Russkinskom mestorozhdenii. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (11). (In Russian). Available at: <http://www.oilnews.ru/11-11/usloviya-formirovaniya-anomalnyx-razrezov-bazhenovskoy-svity-na-tevlinsko-russkinskom-mestorozhdenii/>
7. Zubkov, M. Yu., & Porieyster Ya. A. (2005). Klinoformentnoe stroenie neokoma i "anomal'nykh" razrezov bazhenovskoy svity v predelakh Kal'chinskogo mestorozhdeniya (po dannym seysmorazvedki i tektonofizicheskogo modelirovaniya). Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KHMAO: VIII nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Sbornik dokladov, (8(2)), pp. 305-318. (In Russian).
8. Salmin, M. V. (2005). Specification of lithogenous models of formation of an abnormal profile of Bazhenovskaya suite. Oil Industry, (12), pp. 26-28. (In Russian).
9. Fattakhov, M. M. (2015). Classifier of splitters and multi-lateral wells. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (4), pp. 22-24. (In Russian).
10. Bakirov, D. L., Ovchinnikov, V. P., Fattakhov, M. M., Ovchinnikov, P. V., Rozhkova, O. V., & Babushkin, E. V. (2020). Construction of multi-bottle (multilateral) wells with horizontal ending. Burenie i neft', (10), pp. 28-33. (In Russian).
11. Fattakhov, M. M., Bakirov, D. L., Sentsov, A. Yu., Sokolov, I. S., Yarmolenko, O. A., & Kovalev, V. N. (2016). Development of technologies of horizontal and multilateral wells completion in LUKOIL-West Siberia LLC, Oil Industry, (8), pp. 25-27. (In Russian).
12. Povalikhin, A. S., Kalinin, A. G., & Bastrikov, S. N. (2011). Burenie naklonnykh, gorizontal'nykh i mnogozaboynykh skvazhin. Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 645 p. (In Russian).
13. Pavelyeva, O. N., Pavelyeva, Yu. N., Parshukova, L. A., & Ovchinnikov, V. P. (2020). Changes in filtration properties of rocks reservoirs while drilling. Nedropol'zovaniye XXI vek, (1(83)), pp. 64-69. (In Russian).
14. Ovchinnikov, V. P., Aksenova, N. A., Rozhkova, O. V., & Orlova, A. E. (2019). Causes of problems during casing running at Untygeyskoye field. Burenie i neft', (4), pp. 22-25. (In Russian).
15. Ovchinnikov, V. P., & Rozhkova, O. V. (2020). Vskrytie mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey. Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii: materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Tyumen, November, 19-20, 2020). V 3 tomakh. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 97-99. (In Russian).
16. Sabitov, R. M., & Bagaev, A. N. (2017). Hydraulic fracturing, using soluble spheres technology as diverters. Exposition Oil & Gas, (3(56)), pp. 34-38. (In Russian).
17. Oganov, A. S., & Postnov, A. A. (2015). Point stimulation of reservoirs during multi-stage hydraulic fracturing. Neft', gaz i biznes, (6), pp. 24-27. (In Russian).
18. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Ovchinnikov, P. V., & Shamsutdinov, N. M. (2019). Sovershenstvovanie tekhnologii osvoeniya mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey. Integrirovannoe nauchnoe soprovozhdenie neftegazovykh aktivov: opyt, innovatsii, perspektivy: sbornik nauchnykh trudov (po materialam Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii). Perm, pp. 280-282. (In Russian).
19. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Ovchinnikov, P. V., & Shamsutdinov, N. M. (2019). Oborudovanie zaboev skvazhin produktivnykh intervalov vysokovyazkikh neftey. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: materialy IV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Almetyevsk, October, 16-18, 2019). Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute Publ., pp. 82-84. (In Russian).
20. Yambaev, M. F. (2006). Osnovnye osobennosti termogazovogo metoda uvelicheniya nefteotdachi primenitel'no k usloviyam slozhnopostroennykh kollektorov (na osnove chislennogo modelirovaniya). Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 153 p. (In Russian).

21. Bulatov, A. I., & Novokhatskiy, D. F. (1975). Tamponazhnye shlakovye tsementy i rastvory dlya krepleniya skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
22. Rozhkov, S. Yu., Ovchinnikov, V. P., & Rozhkova, O. V. (2020). Vliyanie ob"ema kontsentratsii fibry na prochnostnye pokazateli tsementnogo kamnya pri dispersnom armirovanii. Bulatovskie chteniya - Readings name of A. I. Bulatov, 3, pp. 306-310. (In Russian).
23. Tikhonov, M. A. (2013). Sovershenstvovanie fibroarmirovannykh tamponazhnykh materialov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 174 p. (In Russian).
24. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., Melekhov, A. V., & Ovchinnikov, V. P. (2020). Research of the cement stone phase transformations to form a long-lasting well support with a thermal gas impact on the formation. Oilfield Engineering, (10(622)), pp. 27-31. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-27-31
25. Agzamov, F. A., & Bekbaev, A. A. (2016). Investigations of the reinforcing agents impact on the expansion in lightweight cement. Petroleum Engineering, (14(1)), pp. 11-19. (In Russian).
26. Agzamov, F. A., Tikhonov, M. A., & Karimov, N. Kh. (2013). Vliyanie fibroarmirovaniya na svoystva tamponazhnykh materialov. Oil and Gas Territory, (4), pp. 26-31. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Овчинников Василий Павлович**, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Рожкова Оксана Владимировна**, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

**Бастриков Сергей Николаевич**, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Леонтьев Дмитрий Сергеевич**, к. т. н., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Овчинников Павел Васильевич**, д. т. н., профессор кафедры современных технологий бурения скважин, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва

#### **Information about the authors**

**Vasiliy P. Ovchinnikov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

**Oksana V. Rozhkova**, Assistant at the Department at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

**Sergey N. Bastrikov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

**Dmitry S. Leontiev**, Candidate of Engineering, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

**Pavel V. Ovchinnikov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Modern Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow