

УДК 622.276 (476)

# Разработка и применение клапана пускового усовершенствованного при освоении скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

## Development and application of an advanced start-up valve for well completion at production association Belarusneft

### АВТОРЫ / AUTHORS



**А. В. Серебренников** – главный инженер – заместитель генерального директора РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», к.т.н.

*A. Serebrennikov – Chief Engineer – Deputy General Director of Production Association Belarusneft, Candidate of Technical Sciences  
Тел./Tel. +375 (232) 79-35-60  
E-mail: a.serebrennikov@beloil.by*



**В. М. Ткачев** – заместитель директора УО «ГТУ имени П.О. Сухого» по учебной работе ИПКиП

*V. Tkachev – Deputy Director of P.O. Sukhoi State Technical University on educational work, advanced training institute  
Тел./Tel. +375 (232) 25-17-20  
E-mail: vmtkachev@gstu.by*



**А. И. Гавриленко** – ведущий научный сотрудник лаборатории интенсификации добычи нефти БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», к.т.н.

*A. Gavrilenko – Leading Researcher of the laboratory of oil production stimulation of BelNIPIneft, Production Association Belarusneft  
Тел./Tel. +375 (232) 79-32-47  
E-mail: a.i.gavrilenko@beloil.by*



**Д. В. Ткачев** – заведующий отделом техники и технологии воздействия на пласт БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

*D. Tkachev – Head of the Department of Technique and Technology of Reservoir Impact, BelNIPIneft, Production Association Belarusneft  
Тел./Tel. +375 (232) 79-32-86  
E-mail: d.tkachev@beloil.by*



**П. М. Галко** – инженер-технолог 1-й категории лаборатории интенсификации добычи нефти БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

*P. Galko – 1st category engineer-technologist of the oil production stimulation laboratory, BelNIPIneft, Production Association Belarusneft  
Тел./Tel. +375 (232) 79-32-47  
E-mail: p.galko@beloil.by*

## АННОТАЦИЯ/ABSTRACT

Одними из наиболее распространенных и высокоэффективных способов интенсификации притока нефтяных скважин являются химические обработки прискважинной зоны пласта, выполнение которых для низкопроницаемых пластов осуществляется с использованием компоновок с включением пакерного оборудования. Немаловажным фактором эффективности работ является последующая очистка продуктивных интервалов от продуктов реакции методом компрессирования. Существенный недостаток выполнения комплекса технологий химического воздействия и последующего компрессирования – необходимость проведения дополнительной спуско-подъемной операции (СПО) для смены компоновки: подъем компоновки НКТ (с пакером) после закачки кислотного состава, спуск компоновки НКТ с пусковыми муфтами для выполнения компрессирования. Для решения вопроса о проведении комплекса работ без смены компоновки и в итоге повышения экономической эффективности работ предложено применение различных систем обратных клапанов, обеспечивающих герметичность внутритрубного пространства при создании в нем избыточного давления при закачке кислотного состава, а также связь затрубного и внутритрубного пространств при создании в затрубье избыточного давления при компрессировании. Данное оборудование позволяет получить экономический эффект за счет сокращения количества СПО и ускорения вывода скважин на режим эксплуатации после выполненного ГТМ.

A novel technological approach is proposed to increase the efficiency of chemical improved oil recovery technology in heterogeneous reservoirs. This technique is based on the application of crosslinked polymer system with prolonged gelation time. The results of laboratory and field studies of gel system are presented, demonstrating superior technological performance. The developed polymer system has a delayed crosslinking time and high gel stability at specific reservoir conditions compared to traditionally used polymers. Due to high mobility in pore channels, the proposed gel system selectively penetrates into high-permeability layers and forms extended flow-diverting barriers that allow to improve the sweep efficiency of oil-saturated deep reservoir areas.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» одним из приоритетных направлений в области разработки нефтяных месторождений остается применение высокоэффективных методов воздействия на пласт, нацеленных на интенсификацию добычи нефти.

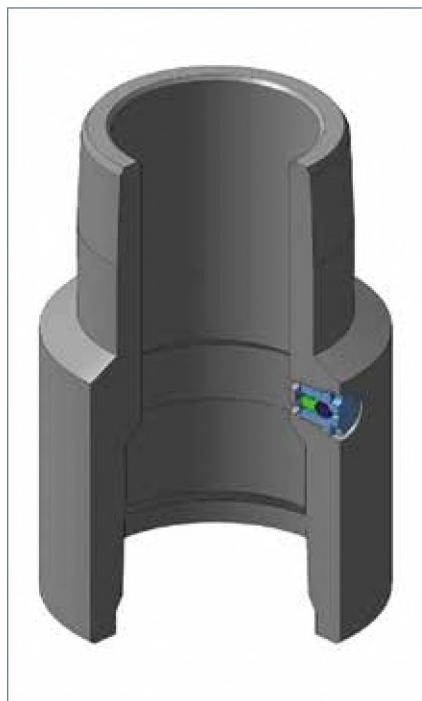
Наиболее распространенным и эффективным способом интенсификации работы нефтяных скважин являются химические обработки прискважинной зоны пласта, направленные на удаление кислоторастворимых кольматантов и солей, снижение скин-фактора и увеличение проницаемости призабойной и удаленной зон пласта. Стоит отметить, что низкие значения пластовых давлений зачастую осложняют процесс очистки пласта от продуктов реакции путем разрядки остаточного устьевого давления или обратной промывки. Вследствие этого продукты реакции кислотного состава в пласте оказывают негативное влияние на проницаемость призабойной зоны. Особенно актуально это для

пластов, сложенных песчано-глинистыми породами, при обработках которых используется раствор фтористоводородной кислоты, период ее реакции с песчаным коллектором ограничивается 1-2 часами для исключения негативного воздействия процесса вторичного осадкообразования. Для снижения негативного влияния продуктов реакции на состояние призабойной зоны в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» применяется ряд методов ее очистки – свабирование, компрессирование и дренирование с помощью эжекторных аппаратов. Наиболее эффективным и широко применяемым является способ компрессирования. Для его реализации применяют специальные компоновки НКТ с включением пусковых муфт и азотно-компрессорную технику. Закачкой азота в затрубное пространство производится снижение уровня жидкости в скважине и забойного давления до значений, меньших гидростатического, что обеспечивает вызов притока и очистку призабойной и удаленной зон пласта от продуктов реакции.

Существенным недостатком данного способа является необходимость проведения дополнительной спуско-подъемной операции для смены компоновки: подъема компоновки НКТ (с пакером) для закачки кислотного состава, спуска компоновки НКТ с пусковыми муфтами для выполнения компрессирования.

Для решения вопроса о проведении комплекса работ без смены компоновки и в итоге повышения экономической эффективности работ предложено применение различных систем обратных клапанов, обеспечивающих герметичность внутритрубного пространства при создании в нем избыточного давления при закачке кислотного состава, а также связь затрубного и внутритрубного пространств при создании в затрубье избыточного давления при компрессировании. Данные системы обратных клапанов позволяют за одну СПО инструмента выполнить операцию по химическому воздействию и оперативное дренирование пласта в целях очистки призабойной зоны от продуктов реакции.

В 2012 г. в целях сокращения затрат рабочего времени на спуско-подъемные операции (при реализации комплекса мероприятий, включающего химическую обработку и последующее компрессирование) в БелНИПинефть была разработана и внедрена конструкция пусковой муфты, оснащенной обратным клапаном (**рисунок 1**).



**Рисунок 1.** Пусковая муфта МП73В, оснащенная обратным клапаном

Муфта пусковая МП73В представляла собой типовую муфту для соединения НКТ, оснащенную клапаном, представляющим собой шарик с посадочным седлом и пружиной.

Работоспособность конструкции была определена при испытаниях на 11 скважинах месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2012–2013 гг.

По результатам проведенных ОПИ было определено следующее:

- применение пусковых муфт МП73В позволило за одну СПО проводить обработку пласта кислотными составами и оперативно извлекать продукты реакции из пласта;
- при осуществлении мероприятий на компоновке с пакером перед проведением компрессирования

для получения стабильного притока жидкости необходимо выполнить срыв пакера;

- ограничение по давлению закачки в НКТ до 20 МПа, что практически исключает возможность использования муфт в компоновке с пакером;

– невозможность применения муфт при интенсифицирующих обработках терригенных коллекторов с использованием состава на основе HF вследствие разрушения клапанного механизма под действием агрессивной среды.

Результаты промысловых испытаний 2012–2013 гг. указали на необходимость разработки нового оборудования, позволяющего выполнять кислотные обработки низкопродуктивных пластов при повышенных перепадах давления (Ртр-Рзатр) до 40 МПа на компоновке с пакером с последующим вызовом притока и извлечением продуктов реакции методом компрессирования.

Разработка новой конструкции клапана пускового и технологии освоения на его основе была начата в рамках НИР в 2018 г. По проведенному литературному обзору и патентному поиску, публикациям в открытой печати, отраслевых журналах, специализированных каталогах конструкции пусковых клапанов условно были разделены на следующие типы:

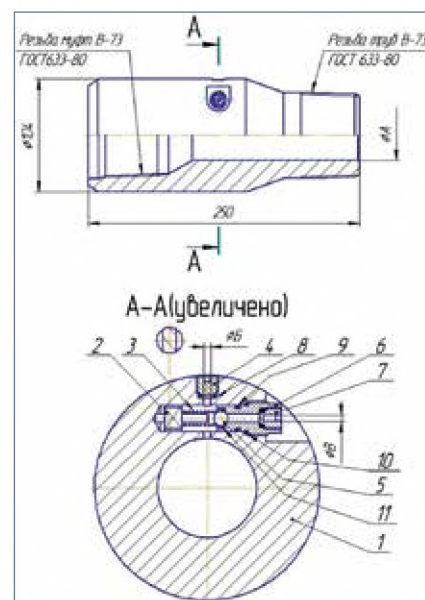
- конструкции клапанов с разрушаемым элементом [1];
- конструкции клапанов с поршневым затвором [2, 3, 4];
- конструкции клапанов золотникового типа [5];
- конструкции клапанов с запорным элементом [2, 6].

Каждый тип имел как преимущества, так и недостатки. В результате патентной проработки, изучения собственного и обобщения мирового опыта в области работ по воздействию на пласт в целях интенсификации добычи нефти (используемое оборудование и применяемые технологии) было определено направление в разработке оборудования – клапанная

система с запорным элементом, а также технологии освоения после интенсифицирующего воздействия на нефтяные пласты месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с использованием данного оборудования, которые позволят решать задачу проведения комплексного воздействия на пласт на одной компоновке НКТ с установкой муфт с обратными клапанами:

- репрессивное кислотное воздействие с использованием кислотных составов (HCl, HF) при повышенных давлениях закачки;
- депрессионное воздействие на пласт путем компрессирования (снижения забойного давления в целях вызова притока и очистки призабойной зоны от продуктов реакции);
- выполнение в процессе и после дренирования промыслово-геофизических и гидродинамических исследований для оценки состояния призабойной и удаленной зоны пласта, вскрытого скважиной.

С учетом выявленных ранее недостатков существующих образцов клапанного оборудования, а также опыта применения имеющегося оборудования дальнейшее развитие этапа проектирования привело к созданию устройства с запорным элементом, конструкция которого представлена на **рисунке 2**. Клапан



**Рисунок 2.** Конструкция пускового клапана с запорным элементом



Рисунок 3. Пусковой клапан КП-35-73В с запорным элементом



Рисунок 4. Схема обвязки опытного образца клапана пускового с испытательным стендом запорным элементом

состоит из корпуса 1 с установленным в него корпусом клапана 6. Полость клапана выполнена в виде двух соосных цилиндров. В качестве запорного элемента использован шарик 5, свободно опирающийся на возвратную пружину 3 и закрывающий проходное калиброванное отверстие В, с посадкой на обточенное конусное седло с чистотой поверхности Ra 1,25. Корпус клапана снабжен уплотнительными кольцами 9 и 10. Возвратная пружина 3 опирается на центратор 2, установленный в полости корпуса 1. В седле шарик 5 опирается в первую очередь на резиновое кольцо 11 и, возможно, на посадочную обработанную фаску. Дозированная подача аэрированной жидкости или газа в колонну НКТ осуществляется за счет подбора диаметров отверстий в штуцере 7. При ревизии вместо штуцера 7 в корпус 6 вкручивается съемник. В технологическое отверстие Б установлена заглушка 4 с уплотнительным кольцом 8.

Уникальность конструкции пускового клапана состоит в том, что расположение работоспособного клапанного механизма при достаточно ограниченной толщине стенки корпуса позволяет выпол-

нить СПО практически всех видов геофизического оборудования, которое используется в компоновке с НКТ диаметром 73 мм (фактический внутренний проходной канал корпуса клапана – 46 мм, согласно ТЗ на пусковой клапан – не менее 40 мм).

Изготовленный клапан пусковой КП-35-73В с запорным элементом представлен на **рисунке 3**.

В результате ряда стендовых испытаний клапана подтвердилась правильность выбранной конструкции механизма запорного (шарикового) типа. Проведенные гидравлические испытания показали его работоспособность (герметичность корпуса при создании давления внутри корпуса) при перепаде давления до 45 МПа, а также открытие клапана (при создании давления снаружи корпуса) при давлении до 2 МПа (**рисунок 4**).

Для солянокислотных обработок на белорусских месторождениях в карбонатных пластах применяются типовые кислотные составы (КС) на основе водных растворов соляной кислоты с добавками ПАВ и стабилизатора железа. Для терригенных коллекторов в этих целях используют фторкислотный состав

на основе фторида аммония, ПАВ и стабилизатора железа.

Как показывает практика, воздействие коррозионно-агрессивных сред (кислотные растворы, высокоминерализованные рассолы и др.) может оказывать значительное влияние на эксплуатационные характеристики нефтепромыслового оборудования. При коррозии металла происходит снижение механической прочности, свойств покрытия и др., что является источником потери работоспособности, преждевременного повреждения и разрушения материала конструкции.

Основными элементами, влияющими на работоспособность опытного образца (в конструкции с клапаном шарикового типа) и подверженными агрессивному воздействию рабочих/кислотных растворов, являются пружина, обеспечивающая закрытие канала трубно-затрубного пространства при создании внутритрубного давления, а также уплотнительные кольца.

В целях определения кислотоустойчивости материала пружины клапана с запорным элементом были проведены лабораторные

испытания с использованием типового фторкислотного состава, применяемого на месторождениях Республики Беларусь (рисунок 5).

По результатам испытаний был сделан вывод о том, что применение данного образца пружины допустимо в конструкции клапанного механизма шарикового типа при проведении кислотного воздействия как карбонатного, так и терригенного пласта.

Для оценки устойчивости образцов уплотнительных колец, применяемых в конструкции клапана пускового, к воздействию типовых кислотных составов были выполнены лабораторные испытания двух образцов кольцевых уплотнений.

На рисунке 6 представлены фотографии образцов до и после выдержки в кислотных растворах.

На рисунке 6 видно, что воздействие типовых кислотных растворов не вызывает видимых нарушений целостности полимерного материала уплотнительных колец, поверхность оставалась ровной и гладкой.

Таким образом, серией лабораторных исследований кислото- и солестойкости основных рабочих узлов (поверхность посадочного канала, материал пружины, уплотнительные элементы) разработанного оборудования – клапана пускового – была подтверждена эффективность материалов их исполнения.

Поскольку клапаны пусковые включаются в компоновку внутрискважинного оборудования

(компоновка НКТ с пакером) и ослабление поперечного сечения клапанной камерой приводит к внецентренному нагружению под действием веса колонны НКТ и, следовательно, неравномерному распределению напряжений в поперечном сечении пускового клапана, для исключения возможности возникновения аварийных ситуаций был выполнен численный расчет напряженно-деформированного состояния для совместного действия внешней растягивающей силы 350 кН и давления 40 МПа (рисунок 7).

По результатам расчета сделан вывод о надежности разработанной конструкции пускового клапана по допускаемым напряжениям при более чем двукратном коэффициенте запаса прочности. При этом максимальные напряжения носили локальный характер и не отражались на прочности конструкции в целом.

ОПИ на одном из объектов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» были выполнены по комплексной технологии, включающей проведение глино-кислотной обработки на компоновке с пакером и установленными тремя клапанами пусковыми на расчетных глубинах, выдержку на реакции и последующее оперативное дренирование пласта методом компрессирования в целях извлечения продуктов реакции и последующего выполнения ГДИ путем записи КВД.

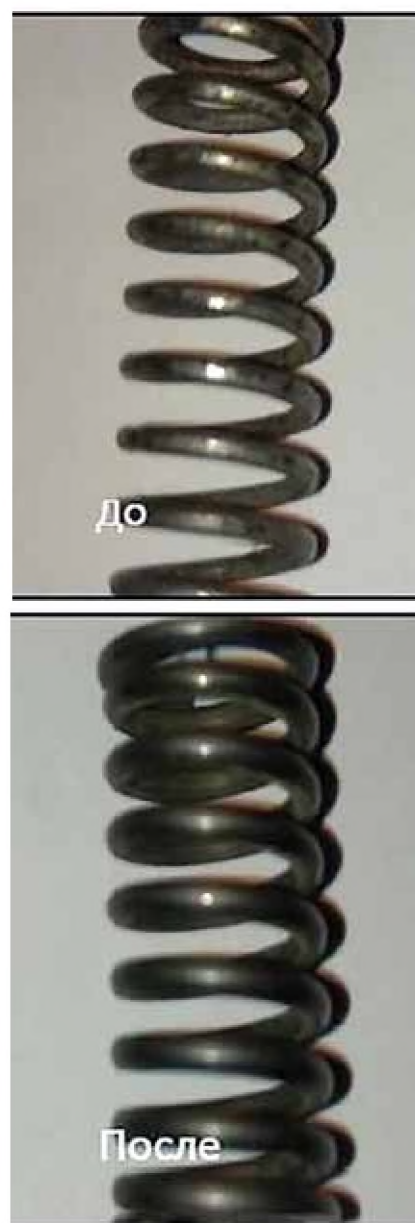
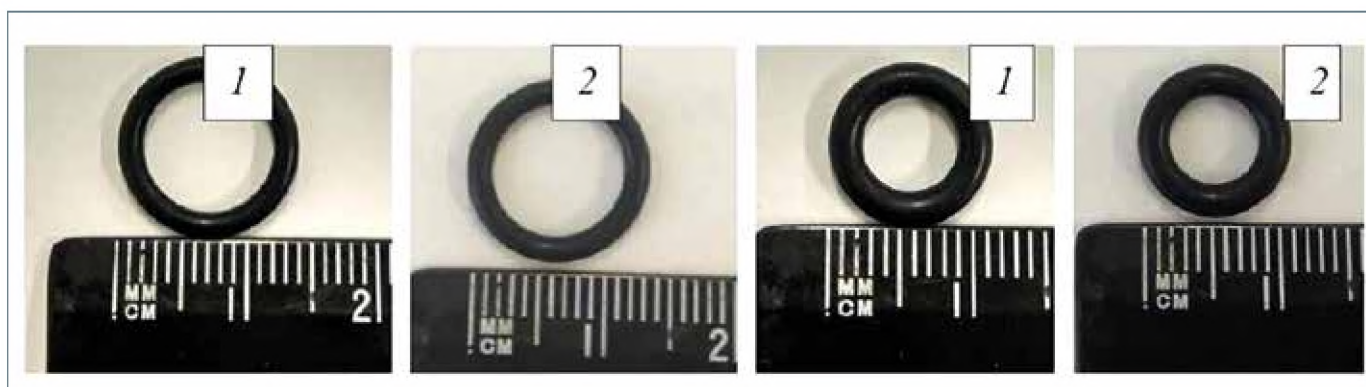


Рисунок 5. Пружина клапанного механизма шарикового типа до и после исследований



а)

б)

Рисунок 6. Внешний вид образцов кольцевых уплотнений до (1) и после (2) воздействия типовых кислотных составов: а – фторкислотный состав, б – солянокислотный состав

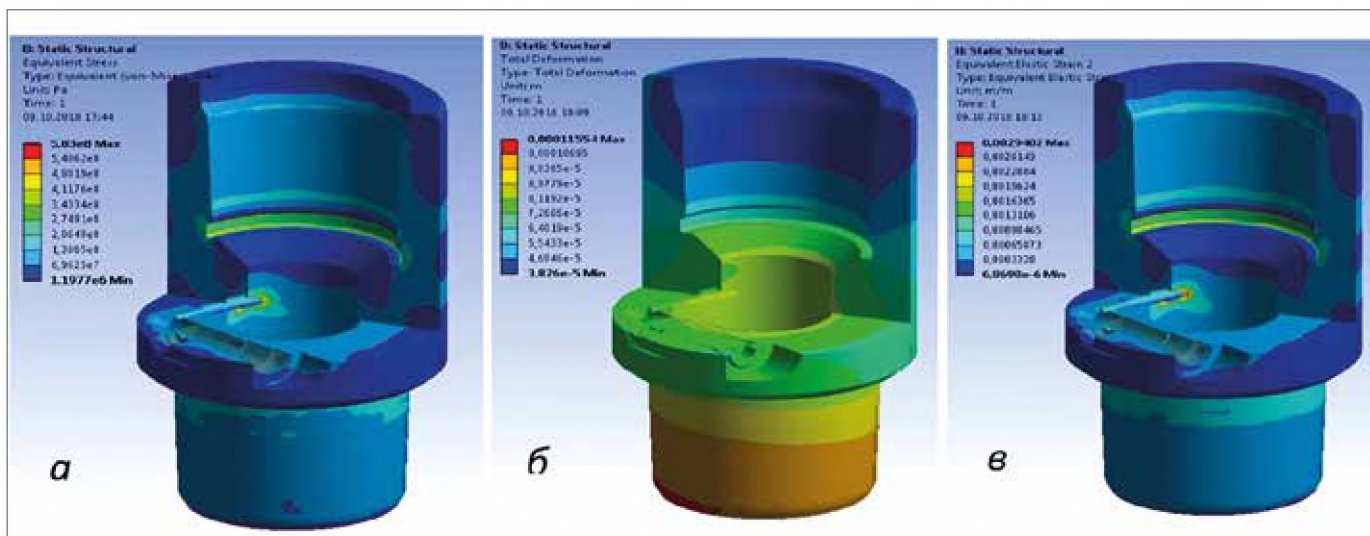


Рисунок 7. Результаты расчета напряженно-деформированного состояния: а – распределение эквивалентных напряжений по Мизесу в корпусе муфты, Па, б – распределение полных перемещений в деталях муфты, м, в – распределение эквивалентных деформаций в корпусе муфты

В качестве объекта испытания была выбрана ланско-староскольская залежь Речицкого месторождения. Терригенный коллектор продуктивного пласта представлен крупно-, мелкозернистыми алевро-песчаными породами и алевrolитами. Ожидаемое пластовое давление на глубине 2 860 м (ВДП) составило 19,5 МПа. Средний коэффициент проницаемости по залежи – 5,7 мД, среднее значение открытой пористости

в продуктивном интервале – 13,8%. Суммарная мощность пород-коллекторов в ИП составляет 22,4 м. Температура пласта продуктивной залежи – 65 °С.

ОПИ на скважине были выполнены в декабре 2018 г. Для выполнения работ были произведены сборка и спуск в скважину следующей компоновки на НКТ: воронка, пакер ПРО-ЯМОЗ-ЯГ2-88 и опытные образцы пускового клапана КП-35-73В (Ø 1,5 мм, Ø 2 мм, Ø 3 мм). Рабо-

чие составы 12 % солянокислотного и 2 % глинокислотного растворов были приготовлены на скважине непосредственно перед закачкой в объемах 14 м<sup>3</sup> и 20 м<sup>3</sup> соответственно. Далее были произведены обвязка устьевого оборудования и спецтехники и кислотная обработка пласта. Закачку и продавку кислотных составов в пласт осуществляли с расходом 5 л/с при среднем рабочем давлении 24 МПа (рисунок 8).

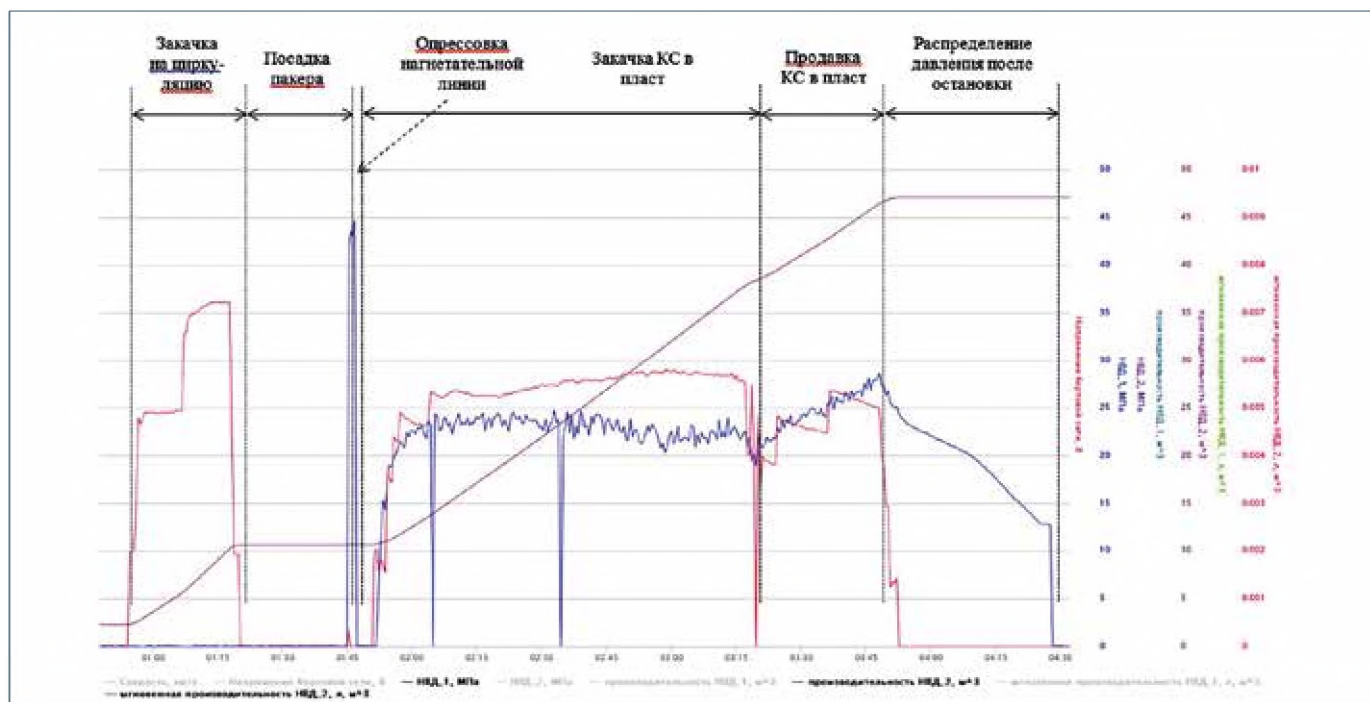


Рисунок 8. Параметры кислотной обработки пласта на скважине Речицкого месторождения

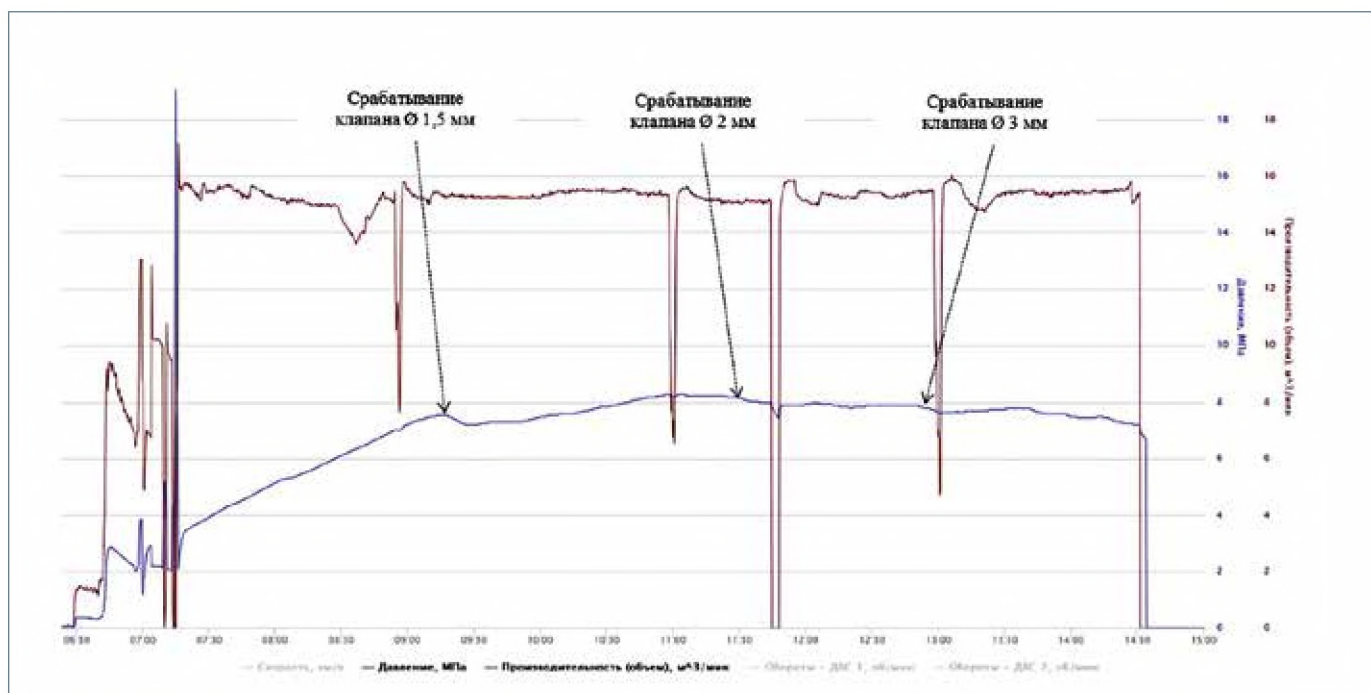


Рисунок 9. Параметры работы ТГА-20-251 при компрессировании скважины Речицкого месторождения

Далее выполнили срыв пакера и переобвязку оборудования, после чего произвели компрессирование скважины с использованием передвижной азотной установки ТГА-20-251. В процессе компрессирования за 8 ч было отобрано 39 м<sup>3</sup> пластового флюида, представленного смесью газа и нефти плотностью от 0,6 до 0,83 г/см<sup>3</sup>. Из графика работы азотно-компрессорной установки, представленного на **рисунке 9**, видно, что в процессе компрессирования произошло срабатывание всех трех пусковых муфт, на что указывает характерное снижение давления на манометре компрессорной установки при неизменном расходе азотно-воздушной смеси.

Таким образом, ОПИ на одном объекте РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» были выполнены по комплексной технологии, включающей проведение глинокислотной обработки на компоновке с пакером и установленными тремя клапанами пусковыми КП-35-73В на расчетных глубинах, выдержку на реакции и последующее оперативное дренирование пласта методом компрессирования в целях извлечения

продуктов реакции и последующее выполнение ГДИ путем записи КВД. Внешний вид клапанов после подъема из скважины представлен на **рисунке 10**.

На основании результатов ОПИ была подтверждена работоспособность конструкции клапана пускового в скважинных условиях как при выполнении химического воздействия, так и при последующем компрессировании.

Разработанное и изготовленное оборудование было рекомендовано к внедрению для повышения эффективности ГТМ. В результате внедрения данной комплексной технологии в 2018–2021г. после проведения 22 скважино-операций (**таблица**) была получена экономия затрат рабочего времени бригадами по ремонту скважин в объеме 526 нормо-часов (около 24 ч на одну скважино-операцию).



Рисунок 10. Внешний вид пусковых клапанов после извлечения из скважины

Скважина	Коллектор	Кислотный состав	Давление закачки КС (максимальное), МПа	Глубина скважины (ВДП), м	Месяц и год проведения операции	Норма времени на дополнительное СПО воронки для компрессирования, бригадо-часов
348-Речицкая	терригенный	ГЛКО	24	2 900	декабрь 2018	23
20-Чкаловская	карбонатный	МСКО	32	4 100	декабрь 2018	32
218-Речицкая	терригенный	ГЛКО	22	2 700	январь 2019	21
353-Речицкая	терригенный	ГЛКО	27	2 900	январь 2019	23
207-Речицкая	терригенный	ГЛКО	26	2 600	январь 2019	21
109s4-Золотухинская	карбонатный	СКО	35	3 700	февраль 2019	30
354-Речицкая	терригенный	ГЛКО	24,5	3 000	апрель 2019	24
45-Малодушинская	карбонатный	СКО	31,5	3 600	апрель 2019	29
37-Давыдовская	карбонатный	СКО	24,5	2 600	май 2019	20
340-Речицкая	карбонатный	МСКО	23	2 500	май 2019	20
134г-Давыдовская	карбонатный	МСКО	16	3 400	май 2019	27
345п-Речицкая	карбонатный	МСКО	23	2 000	август 2019	20
325п-Речицкая	терригенный	ГЛКО	32	3 000	август 2019	23
301-Осташковичская	карбонатный	МСКО	27,5	2 700	октябрь 2019	22
502-Речицкая	терригенный	ГЛКО	27	2 800	ноябрь 2019	22
338-Речицкая	карбонатный	СКО	0	1 900	ноябрь 2019	16
2-С-Омельковщинская	карбонатный	СКО	30	2 700	июль 2020	24
304-Осташковичская	карбонатный	СКО	24	2 800	август 2020	24
227-Речицкая	карбонатный	МСКО	30	1 900	май 2021	25
269г-Речицкая	карбонатный	СКО	30	2 700	июнь 2021	24
3-В-Выступовичская	терригенный	ГЛКО	20	2 500	ноябрь 2021	26
109-Речицкая	карбонатный	МСКО	25	2 000	декабрь 2021	30
ИТОГО						526

**Таблица.** Расчет экономической эффективности внедрения клапанов пусковых КП-35-73В

## ВЫВОДЫ

В рамках данной работы на основании литературного и патентного анализа, лабораторных, стендовых и опытно-промышленных испытаний выполнена разработка оборудования (клапан пусковой КП-35-73В), а также внедрена комплексная технология воздействия на пласты с низкопроницаемыми коллекторами.

Разработанное оборудование (пусковые клапаны КП-35-73В) и комплексная технология (химическая обработка с последующим дренированием пласта и проведением ГДИ) при освоении и после интенсифицирующего воздействия, после бурения показали себя как высокоэффективное решение, направленное на увеличение продуктивности скважин за счет создания и очистки фильтраци-

онных каналов и ускорения вывода скважины на оптимальный режим эксплуатации.

По результатам промысловых испытаний подтверждена экономическая эффективность, выраженная в получении экономии затрат рабочего времени бригадами по ремонту скважин в объеме около 24 ч на одну скважино-операцию. ■

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Циркуляционный клапан: полезная модель 176624 Рос. Федерация: МПК E21B34/14 (2006.01), E21B21/10 (2006.01) / Д.С. Леонтьев, Е.В. Паникаровский, И.И. Клещенко, Ю.В. Ваганов, А.Ф. Семенов, Н.А. Леонтьева, М.Я. Калимуллина; дата публ.: 24.01.2018.
2. Научно-производственная фирма «Пакер» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://npf-paker.ru/catalog/type/klapanu/> – Дата доступа: 03.12.2018.
3. Клапан циркуляционный пат. 2483195 Рос. Федерация: МПК E21B34/06 (2006.01) / С.Б. Бекетов; дата публ.: 27.05.2013.
4. Циркуляционный клапан пат. 2506411 Рос. Федерация: МПК E21B34/10 (2006.01) / С.Б. Бекетов, М.С. Малова, В.А. Машков; дата публ.: 10.02.2014.
5. Газлифтный клапанный узел пат. 2419715 Рос. Федерация: МПК E21B34/06 (2006.01) / Т.Р. Мессик, Т.Р. Уайт, К.К. Бернетт; дата публ.: 27.05.2011.
6. Скважинное клапанное устройство пат. 2011796 Рос. Федерация: МПК E21B34/06 (1990.1) / А.А. Харитонов, Р.Р. Булгаков; дата публ.: 30.04.1994.