

Разработка технологии свабирования скважин с применением стационарной лебедки, желонки и комплекса оборудования по отбору газа. Опыт эксплуатации

Исрафилов Д.Х., Цинк А.А., Исаев А.А., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р.

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация

В статье представлена разработка нового способа свабирования по эксплуатационной колонне с использованием стационарной лебедки и желонки, а также результаты испытаний. Свабирование является одним из ключевых методов освоения скважин, направленным на создание депрессии на пласт, снижение уровня жидкости в стволе и интенсификацию притока. Практическое применение стационарной лебедки для выполнения спуско-подъемных операций обеспечивает ряд технологических преимуществ: повышает точность контроля глубины спуска и скорости перемещения желонки; снижает трудоемкость процесса за счет его автоматизации; увеличивает производительность благодаря оптимизации режимов свабирования; минимизирует риски аварийных ситуаций и механических повреждений оборудования и ствола скважины. Предложенное техническое решение позволяет повысить эффективность и безопасность работ по вызову притока.

Материалы и методы

Материалы: подъемник каротажный несамоходный с электроприводом; желонка; система контроля глубины спуска и натяжения каната; превентор; фонтанная арматура с лубрикаторм; станция мониторинга с программным обеспечением для сбора и анализа данных; емкость приема и выхода жидкости; агрегат откачки жидкости из емкости в манифольд.

Методы: режимы откачки, тарировка датчиков глубины и натяжения каната, калибровка системы контроля, динамика изменения уровня жидкости в скважине.

Ключевые слова

свабирование, желонка, эксплуатационная колонна, превентор, подъемник каротажный, станция мониторинга, продуктивность скважины; депрессия на пласт

Для цитирования

Исрафилов Д.Х., Цинк А.А., Исаев А.А., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р. Разработка технологии свабирования скважин с применением стационарной лебедки, желонки и комплекса оборудования по отбору газа. Опыт эксплуатации // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 54–58. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-54-58

Поступила в редакцию: 23.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.74 | Original Paper

Development of a well swabbing technique employing a stationary winch, a bailer and a set of equipment for gas extraction. Operational experience

Israfilov D.Kh., Tsink A.A., Isaev A.A., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R.

Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia
isaeff-oil@yandex.ru

Abstract

The article is focused on developing a new method of swabbing through the production casing using a stationary winch and a bailer, the test results are also presented. Swabbing is one of the major well completion techniques aimed at creating formation drawdown, reducing the fluid level in the wellbore, and stimulating inflow. The application of the stationary winch for tripping operations provides a number of engineering benefits: it improves the accuracy of controlling the running depth and speed of the bailer, reduces the labor intensity of the process through automation, increases productivity by optimizing swabbing modes; and minimizes the risks of emergency situations and mechanical damage to equipment and the wellbore. The proposed technical solution makes it possible to increase the efficiency and safety of inflow stimulation operations.

Materials and methods

Materials: towable logging winch with electric motor (PKN-E); bailer; depth and wireline tension monitoring system; blowout preventer (BOP); wellhead Christmas tree with lubricator; monitoring station equipped with data acquisition and analysis software; fluid receiving and discharge tank; a pump for transferring fluid from the tank to the manifold.

Methods: pumping modes; calibration of depth and wireline tension sensors; calibration of the monitoring system; monitoring the history of fluid level change in the wellbore.

Keywords

swabbing, bailer, production casing, blowout preventer (BOP), logging winch, monitoring station, well productivity; formation drawdown

For citation

Israfilov D.Kh., Tsink A.A., Isaev A.A., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R. Development of a well swabbing technique employing a stationary winch, a bailer and a set of equipment for gas extraction. Operational experience. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 54–58. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-54-58

Received: 23.07.2026

Известен способ свабиrowания с использованием стационарной лебедки и свабной корзины, который имеет ряд ограничений [1]. В ООО УК «Шешмаойл» было предложено заменить свабную корзину на желонку. При данном подходе отсутствует подвеска НКТ, а желонка движется по эксплуатационной колонне на геофизическом кабеле. Целью предложенного решения является увеличение дебита продукции по сравнению с подъемом жидкости при помощи свабной корзины, снижение гидродинамического сопротивления высоковязкой нефти при погружении свабного оборудования и обеспечение достаточной массы для преодоления вязкой среды.

Комплексный эффект от внедрения предложенного способа достигается за счет синергии технологических, экономических и организационных факторов. В технологическом плане решение обеспечивает высокую точность контроля глубины спуска и скоростных параметров движения желонки, что позволяет создавать стабильную депрессию на пласт. В организационно-экономическом плане метод позволяет полностью исключить НКТ.

Отработка и внедрение технологии в рамках НИОКР проводились с сентября 2021 г. по декабрь 2025 г. Опытнo-промысловые испытания (ОПИ) пилотного образца проведены на трех добывающих скважинах АО «Шешмаойл». Основными задачами являлись:

- адаптация подъемника каротажного несамоходного с электрическим приводом на саях (ПКН-Э) [1] к эксплуатации с желонкой и проведение ОПИ;
- разработка конструкции желонки, обеспечивающей увеличенный отбор жидкости;
- подбор параметров свабиrowания (глубина и скорость спуска/подъема, объем извлекаемой жидкости) для конкретных геолого-технических условий;
- разработка системы автоматического управления установкой с возможностью удаленного мониторинга параметров в режиме реального времени.

Результаты ОПИ

С учетом геолого-технических показателей скважины (пластовое давление, глубина залегания продуктивного горизонта, конструкция скважины), состояния флюида (вязкость, газосодержание) и состояния призабойной зоны (наличие коьматации, отложений) кандидатом для проведения ОПИ выбрана скважина № 3736 АО «Шешмаойл». Скважина эксплуатирует башкирский ярус, забой составляет 839 м, перфорация — в интервале 815–823 м. Максимальный зенитный угол на глубине 720 м составляет 22,2°,

максимальная интенсивность набора кривизны — 1,33°/10 м на глубине 440 м.

22.09.2021 г. на скважине № 3736 был произведен монтаж ПКН-Э (рис. 1) и глубинного оборудования (желонки), представляющего собой колонну полых НКТ 4" Ду 114 мм общей длиной 50 м (внутренний объем 0,34 м³), объединенных в единую конструкцию, имеющую, систему клапанов и канал в виде полых штанг для извлечения жидкости. Схема глубинного оборудования и устьевой части установки представлена на рисунке 2. Вместо колонной головки скважины установлен патрубок с колонным фланцем, нижний превентор ППШР-2ФТ-152×21, камера подачи газа, верхний превентор ПМП-80×21, сигнальное устройство, устьевой сальник и направляющий ролик с мачтой.

Для реализации технологии использовался комплекс основного оборудования:

- подъемник каротажный несамоходный с электроприводом;
- глубинное оборудование (желонка);
- комплекс оборудования для желонирования скважин КОЖ (устьевое оборудование);
- комплекс откачки газа из скважин (КОГС-1М), применяемый для отбора попутного нефтяного газа (ПНГ) из близлежащих на кусте скважин и закачки его в тандем ресиверов [2];
- тандем ресиверов (РСГ), объемом 250 литров каждый, для накопления ПНГ под давлением до 1,6 МПа для последующего вытеснения жидкости из желонки;
- емкость сбора продукции (СБ) объемом 5 м³;

- насос шестеренчатый (НШ) откачки продукции из емкости СБ в линию сбора продукции скважины (ЛС).

Оборудование для сбора данных и автоматизации процесса:

- комплекс контроля спуско-подъемных операций (СПО) СПС-7Т для контроля натяжения, глубины и скорости геофизического кабеля при СПО при работе в ручном режиме;
- станция мониторинга с программным обеспечением для сбора и анализа данных (комплекс «Импульс-Универсал» с трехроликовым устройством);
- станция гидравлического управления превенторами.

Принципиальная схема комплекса оборудования для свабиrowания скважин с применением стационарной лебедки и желонки представлена на рисунке 3.

Комплекс оборудования работает следующим образом: открываются верхний, затем нижний превенторы; желонка спускается вниз под уровень жидкости и выдерживается для наполнения. Зажимается устьевой сальник для очистки геофизического кабеля от налипшей жидкости. Начинается подъем до устья. При касании желонкой сигнального устройства подъем прекращается, закрываются нижний, затем верхний превенторы, отсекая камеру подачи газа от скважины и атмосферы. Открывается задвижка на ресивере, и ПНГ под давлением нагнетается в камеру подачи газа, вытесняя жидкость из желонки через полые штанги в емкость сбора.

Система «скважина — желонка — емкость — ресивер — КОГС» обязана герметично, и при повышении давления в емкости



Рис. 1. Установка ПКН-Э на скв. № 3736
Fig. 1. PKN-E unit at the well No 3736

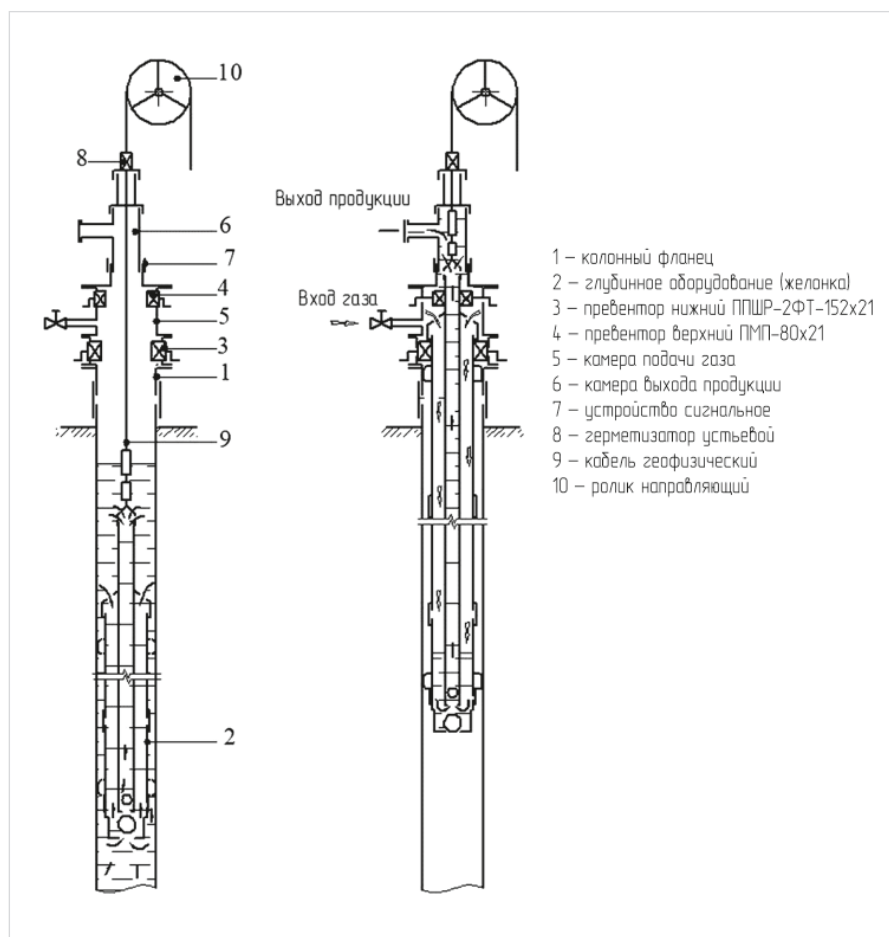


Рис. 2. Схема глубинного и устьевого оборудования
Fig. 2. Downhole equipment and wellhead equipment layout

На первом этапе ОПИ (с 22.09.2021 по 20.11.2021 г.) длительность СПО составляла

добыча составила по жидкости $Q_{\text{ж}} = 1,41 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{\text{н}} = 1,25 \text{ т/сут}$ при средней обводненности 5 %.

07.12.2021 г. ввиду повышенных нагрузок при подъеме глубинного оборудования во время СПО, что обусловлено искривлением скважины и наружным диаметром муфты (132 мм) при диаметре эксплуатационной колонны Ду 168 мм, с целью снижения силы трения желонки о стенки колонны провели уменьшение длины желонки до 30 метров (внутренний объем 0,20 м³). Длительность СПО при этом составила 90 мин, что позволяет произвести 8 СПО. Время СПО формируется следующим образом: спуск — 15 мин, ожидание наполнения — 10 мин, подъем — 40 мин, извлечение жидкости из желонки — 25 мин. За смену объем поднятой жидкости составляет 1,6 м³/сут. За данный период среднесуточная добыча составила по жидкости Q_ж = 1,35 м³/сут, по нефти Q_н = 1,19 т/сут, средняя обводненность 6 %. Наробotka в таком режиме составила 273 сут.

Tab. 2. Results of field tests at the well N^o 3736

Год	Накопленная добыча по нефти, т	Наработка, сут.	Дополнительная добыча по нефти, т
2021	178,5	153	16,3
2022	408,2	327	61,6
2023	491,7	310	163,1
2024	391,4	137	246,2
Итого:	1 469,9	927	487,3

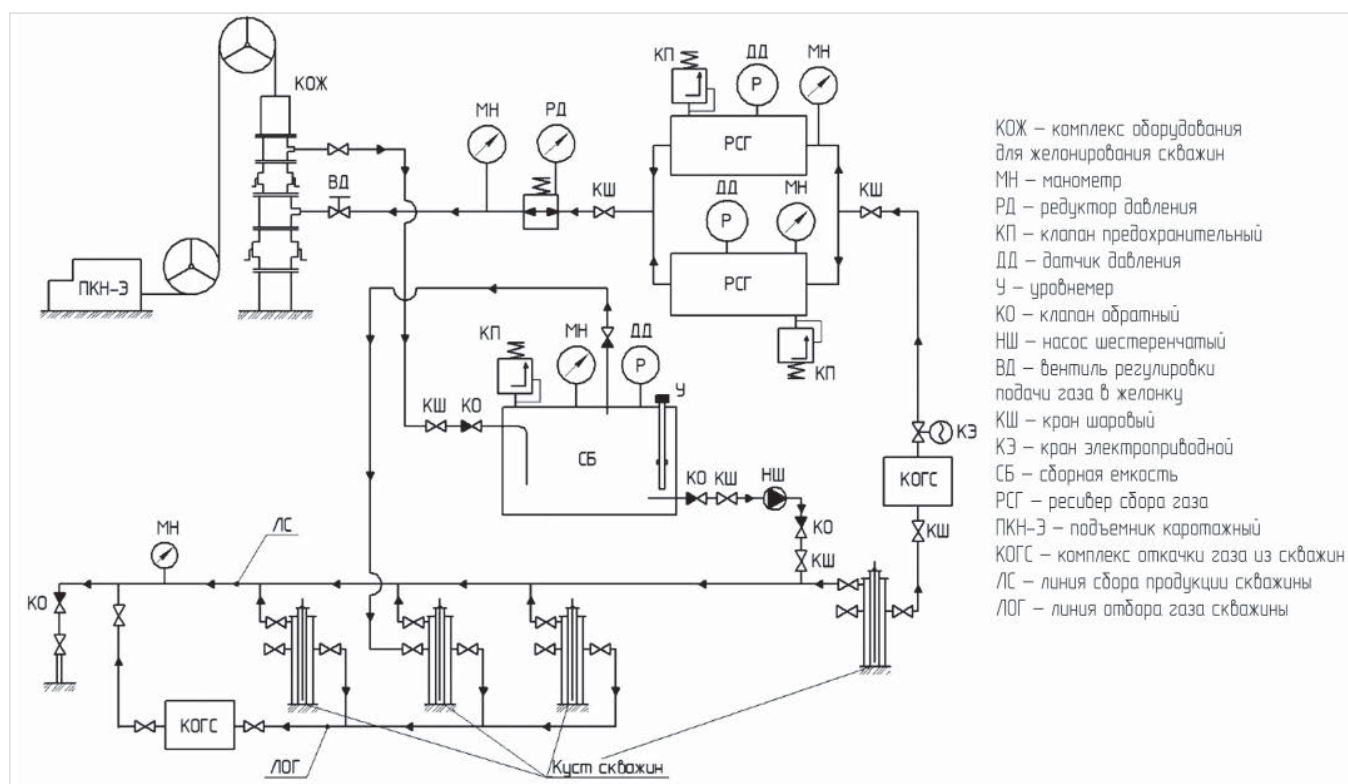


Fig. 3. General arrangement of the swabbing system using a stationary winch and a bailer

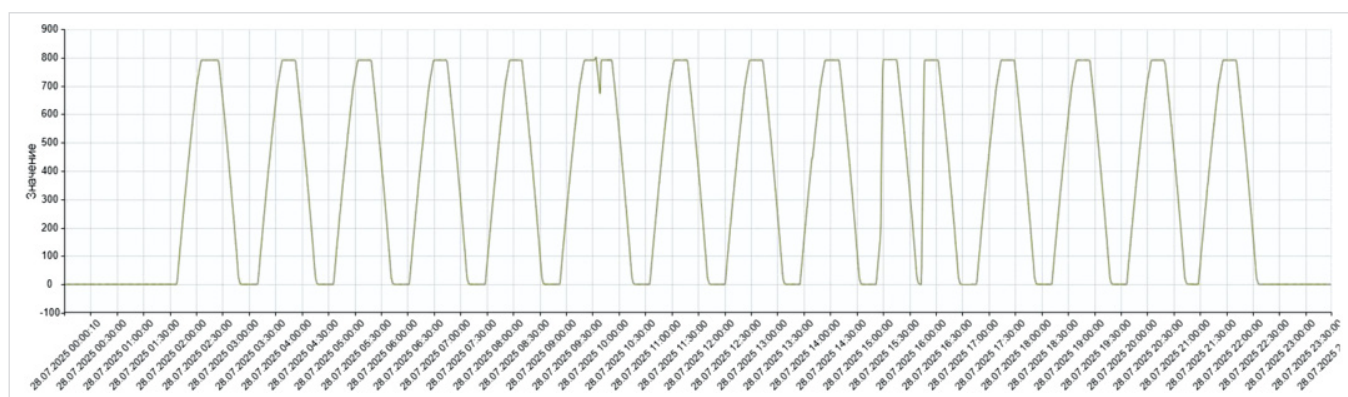


Рис. 4. Диаграмма суточной работы
Fig. 4. Diurnal operation graph

Табл. 3. Показатели работы скважин
Tab. 3. Wells' performance indicators

Скв. №	Забой, м	Интервал перфорации, м	При работе СК (до внедрения ПКН-Э)					При работе ПКН-Э				
			Глубина спуска насоса, м	Дин. уровень, м	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	Обв., %	Глубина спуска желонки, м	Дин. уровень, м	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	Обв., %
3736	839	815–823	770	677	1,7	1,36	9	800	640	2,05	1,67	10
3729	995,3	867–869	817,5	730	3,27	2,77	7	850	705	3,5	2,97	6
3205	871,8	867–869	836	786	3,1	1,93	33	850	758	2,42	1,24	49

Табл. 4. Показатели работы скважины по окончании ОПИ
Tab. 4. Wells' performance indicators after completion of field tests

Скв. №	Среднесуточные показатели дебита за месяц, по месяцам после окончания ОПИ, м ³ /сут														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3736	3,4	3,4	2,5	1,7	2,0	1,3	1,6	1,3	1,1	1,5	2,3	2,2	2,3	2,5	2,1
3729	3,2	4,0	4,1	3,7	3,7	3,3	3,6	3,8	3,7	3,5	3,3	3,3	3,3	3,2	3,4
3205	3,3	3,0	2,6	2,5	2,4	2,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–

15.10.2022 г. внедрены шарнирные муфтовые соединения с целью компенсации перекося и несоосности жестких муфтовых соединений. Изготовлено 8 комплектов муфт, патрубки НКТ 4" — 9 шт. по 5,5 метра. Общая длина конструкции желонки составила 50 метров (объем 0,34 м³). Время СПО составило 77 мин: спуск — 25 мин, ожидание наполнения — 15 мин, подъем — 25 мин, извлечение жидкости из желонки — 12 мин. Внедрение шарнирных муфт позволило увеличить количество СПО до 10 за смену, увеличение объема желонки позволило извлекать $Q_{ж} = 0,3 \text{ м}^3$ за 1 СПО, нагрузки снизились. Ввиду снижения притока добываемой продукции среднесуточная добыча составила по жидкости $Q_{ж} = 1,91 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 1,6 \text{ т/сут}$ при обводненности 10 %. Нароботка при данном режиме составила 417 сут.

С 08.02.2024 г. установка переведена в автоматический круглосуточный режим работы. Внедрен ряд датчиков отслеживания положения глубинного оборудования, натяжения геофизического кабеля, система контроля намотки кабеля на барабан ПКН-Э. Превенторы с ручным приводом заменены на гидравлические: нижний ППОГ-2ФТ-152×21, верхний ПМПГ-80×21. Внедрена станция гидравлического управления превенторами. Также данной станцией производится управление устьевым сальником для обжима геофизического кабеля.

При работе в автоматическом режиме за сутки установка производила до 14 СПО. Среднесуточный дебит за данный период составил: по жидкости $Q_{ж} = 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 3,07 \text{ т/сут}$, при обводненности продукции 6 %. Нароботка составила 111 суток. 16.06.2024 г. установка ПКН-Э демонтирована и перемещена на скважину № 3729 по причине снижения притока и нулевого выхода жидкости.

Установка ПКН-Э с применением стационарной лебедки и желонки отработала 927 суток на скважине № 3736. За время работы общая добыча составила: по жидкости 1 706,42 м³, по нефти 1 469,95 т, из них 487,3 т составляет дополнительно добытая нефть. Результаты проведения ОПИ на скважине № 3736 представлены в таблице 2.

Скважина № 3729

Скважина № 3729 АО «Шешмаойл» эксплуатирует башкирский ярус, забой — 995,3 м, перфорация в интервале 867–869 м. Максимальный зенитный угол на глубине 670 м составляет 24,4°. Максимальная интенсивность набора кривизны — 2,33°/10 м на глубине 190 м.

23.08.2024 г. произвели запуск установки в ресивер, фракций асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) регулярно выходила из строя контрольно-измерительная аппаратура, без которой дальнейшее проведение ОПИ было нерационально.

Ввиду наличия в ПНГ, поступающем в ресивер, фракций асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) регулярно выходила из строя контрольно-измерительная аппаратура, без которой дальнейшее проведение ОПИ было нерационально. За время ОПИ среднесуточный дебит по жидкости составил $Q_{ж} = 3,31 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 2,9 \text{ т/сут}$, обводненность — 6 %. Общая добыча составила по жидкости 215 м³, по нефти 188,4 т. Дополнительная добыча нефти — 19,4 т. Нароботка установки составила 61 сут.

Из-за загрязненного ПНГ, поступающего из скважины и используемого для извлечения жидкости из желонки, не удалось добыть стабильного режима работы установки. 31.10.2024 г. установка ПКН-Э перемещена на скв. № 3205.

Скважина № 3205

Скважина № 3205 АО «Шешмаойл» эксплуатирует башкирский ярус, перфорация которой выполнена в интервале 867–869 м, с текущим забоем на глубине 871,8 м. Максимальный зенитный угол на глубине 740 м составляет 29,0°. Максимальная интенсивность набора кривизны 1,95°/10 м на глубине 100 м.

12.12.2024 г. произвели запуск установки в круглосуточный автоматическом режиме. Спуск желонки выполнили на глубину 850 метров. Длительность одного СПО составляла 84 мин, что позволило проводить до 15 СПО в сутки до заполнения емкости. Время СПО формируется следующим образом: спуск — 27 мин, ожидание наполнения — 15 мин, подъем — 27 мин,

извлечение жидкости из желонки — 15 мин. Диаграмма суточной работы отображена на рисунке 4.

Спустя 5 месяцев эксплуатации наблюдалось снижение выхода жидкости и неполное заполнение желонки, что указывало на снижение притока пластовой жидкости в призабойной зоне. 02.05.2025 г. установку перевели в периодический режим работы 12 ч через 12 ч. В период до 03.10.2025 г. дебит скважины составлял 2,12 м³/сут, а после возвращения на круглосуточный режим работы дебит увеличился до 3,41 м³/сут. Всего среднесуточная добыча составляла по жидкости $Q_{ж} = 2,42 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 1,24 \text{ т/сут}$, средняя обводненность 49 %, наработка — 337 сут.

14.12.2025 г. ОПИ по данной теме завершены. За время работы ПКН-Э на скв. № 3205 общая добыча составила 809 м³ жидкости, 413 тонн нефти. Динамический уровень жидкости составлял 758 метров.

Итоги

До начала работ по проведению желонирования на скважинах применялся насосный способ добычи. Среднесуточные показатели наработки по каждой скважине за последние три месяца до внедрения ПКН-Э и за время проведения ОПИ представлены в таблице 3. Из таблицы 3 видно, что при добыче жидкости методом желонирования в сравнении с насосным методом, на двух из трех скважин увеличился дебит продукции, при этом динамический уровень не удалось снизить ниже в сравнении с насосным методом. Это означает, что цикличность отбора волновым методом (значительное снижение динамического уровня за СПО) ведет к повышению дебита.

После окончания ОПИ скважины перевели на насосный способ добычи. Данные по дебиту (ежемесячный среднесуточный) представлены в таблице 4.

Как видно из таблицы 4, дебит жидкости после завершения ОПИ увеличился. Просматривается положительное влияние желонирования на разработку и дренирование пласта.

Выводы

1. Разработан и внедрен метод свабирования желонкой по эксплуатационной

- колонне, а также система автоматического управления агрегатом с возможностью мониторинга параметров в режиме реального времени.
2. Произведен монтаж установки и настройка системы управления, доступная как в ручном, так и в удаленном режиме посредством программы ИС КРОН-ТМ.
 3. Режимы работы установки определены эмпирическим путем по параметрам скорости спуска, подъема, объема извлекаемой жидкости, динамики изменения уровня в скважине.
 4. Нарботка установки ПКН-Э составила: скв. № 3736 — 927 сут; скв. № 3729 — 61 сут; скв. № 3205 — 337 сут.

5. Разработанная конструкция шарнирных муфтовых соединений желонки снижает нагрузки при СПО, позволяет извлекать 0,3 м³ жидкости за одно СПО. Время одного СПО составляет 84 минуты, что на 27 мин дольше, чем СПО с корзиной, при этом жидкости извлекается в 2 раза больше за то же количество СПО, в сравнении с установкой ПКН-Э свабирования с корзиной (0,3 м³ против 0,15–0,2 м³ за 1 СПО).
6. За время проведения ОПИ получены следующие результаты: общая добыча жидкости составила 2 730,42 м³, добыча нефти — 2 071,35 т, дополнительная добыча нефти — 506,76 т.

Литература:

1. Исрафилов Д.Х., Цинк А.А., Исаев А.А., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р. Разработка способа добычи жидкости из скважины методом свабирования при помощи стационарной лебедки // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 2. С. 88–93.
2. Исаев А.А., Малихин В.И., Шарифуллин А.А. Применение кустового компрессора для откачки попутного нефтяного газа из затрубного пространства скважины // Нефть.Газ. Новации. 2022. №7. С. 36–40.

ENGLISH

Results

Prior to the bailing operations, the wells were produced by pumping methods. The average daily operating time (run time) for each well over the last three months before the implementation of the PKN-E set of equipment and during the field tests are presented in table 3. Table 3 shows that when producing fluids by bailing, as compared to the pumping method, two out of three wells showed an increase in production rate, while the dynamic fluid level could not be reduced below that had been achieved by the pumping method. This indicates that cyclic fluid withdrawal using the wave method (i.e., a significant reduction in dynamic level during tripping operations) leads to higher production rates.

Upon completion of the field testing, the wells were switched back to pumping production. The production rate data (monthly average daily rates) are presented in table 4. As shown in table 4, the liquid production rate increased upon completion of the field tests. There is a clear positive impact of bailing on reservoir development and drainage.

Conclusions

1. A method of swabbing with a bailer through the production casing has been developed and implemented along with an automated unit control

system with real-time parameter monitoring capability.

2. The unit was installed and the control system was configured, which is accessible both manually and remotely via the KRON TM software package.
3. The unit operating modes were determined empirically, based on parameters such as running and hoisting speeds, volume of the recovered fluid, and rate of fluid level change in the wellbore.
4. The operating time (run time) of the PKN E unit was as follows: 927 days at the well № 3736; 61 days at the well № 3729; and 337 days at the well № 3205;
5. The developed design of the bailer's articulated coupling joints reduces loads during tripping operations and allows for recovering 0,3 m³ of fluid per single tripping operation. The duration of one tripping operation is 84 minutes, which is 27 minutes longer than tripping with a bucket; however, it recovers twice the amount of fluid for the same number of tripping operations compared to the PKN E swabbing unit with a basket (0,3 m³ vs. 0,15–0,2 m³ per one tripping operation).
6. Over the field-testing period, the following production results were obtained: total fluid production amounted to 2,730,42 m³, oil production reached 2,071,35 tons, and incremental oil production – 506,76 tons.

References

1. Israfilov D.Kh., Tsink A.A., Isaev A.A., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R. Developing a method to produce fluid from a well

by swabbing using stationary winch. Exposition Oil Gas, 2026, issue 2, P. 88–93. (In Russ).

2. Isaev A. A., Malykhin V. I., Sharifullin A. A.

Using a compressor to extract associated petroleum gas from annuli of a cluster of wells. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 7, P. 36–40. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исрафилов Даниль Хамзович, главный конструктор конструкторской группы ОИИЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Цинк Александр Александрович, ведущий инженер-конструктор конструкторской группы ОИИЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., главный специалист по инновационной деятельности, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Ломовцев Максим Николаевич, начальник отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Аюпов Рамис Равилевич, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Israfilov Danil Khamzovich, chief designer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia

Tsink Aleksandr Aleksandrovich, lead design engineer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia

Isaev Anatoliy Andreevich, candidate of engineering sciences, chief specialist for innovations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru

Lomovtsev Maxim Nikolaevich, head of department for innovations and examination, Sheshmaoil Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia

Ayupov Ramis Ravilevich, lead engineer of the department for innovations and examinations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia