

Опыт применения автономных устройств контроля притока

Зюзов Е.С.¹, Давыдов А.А.¹, Опарин И.А.², Малофеев М.В.², Корнилов Е.Ю.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ООО «Таас-Юрх нефтегазодобыча», Иркутск, Россия
eszyuzev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В настоящее время на месторождениях Восточной Сибири в условиях инфраструктурных ограничений остро стоит проблема утилизации попутного газа, а также прорывного газа газовых шапок, добываемого при разработке нефти тонких нефтяных оторочек. Одним из способов ограничения добычи газа при разработке нефтяных оторочек является использование автономных устройств контроля притока (АУКП) при заканчивании скважины. На Среднеботуобинском месторождении, расположенном в Восточной Сибири, проведены успешные опытно-промышленные работы по применению автономных устройств контроля притока и начато полномасштабное тиражирование в рамках разработки тонкой нефтяной оторочки ботубинского горизонта.

Материалы и методы

В рамках ОПР реализовано 4 скважины с АУКП. По результатам начато полномасштабное тиражирование. Для дизайна заканчивания разработан инструмент расстановки количества АУКП в каждом сегменте скважины в зависимости от геологических и технологических условий.

Ключевые слова

автономное устройство контроля притока, конусообразование, прорыв газа, газовый фактор, накопленная добыча нефти, Восточная Сибирь, ботубинский горизонт

Для цитирования

Зюзов Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40

Поступила в редакцию: 17.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Autonomous inflow control devices usage experience

Ziuzev E.S.¹, Davydov A.A.¹, Oparin I.A.², Malofeev M.V.², Kornilov E.Y.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²“Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia
eszyuzev@tnnc.rosneft.ru

Abstract

Currently, in the Eastern Siberia oil fields, in the conditions of infrastructural restrictions, the simultaneously produced gas utilization problem, as well as breakthrough of gas caps extracted during the oil rims development, is acute. One of the ways to limit gas production during the oil rims development is the autonomous monitoring devices (AICD) usage at the completion of the well. At the Srednebotuobinskoye field, located in Eastern Siberia, successful work was carried out on the autonomous inflow control devices usage and full-scale replication began as part of the thin oil rim development of the Botuobin horizon.

Materials and methods

As part of the pilot project, 4 wells with AICD were implemented. Based on the results, full-scale replication has begun. For the completion design, a tool has been developed for arranging the amount of AICD in each segment of the well, depending on the geological and technological conditions.

Keywords

autonomous inflow control device, AICD, cone formation, gas breakthrough, gas factor, accumulated oil production, Eastern Siberia, Botuobinsky horizon

For citation

Ziuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Y. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40

Received: 17.02.2023

Предпосылки применения АУКП

Среднеботуобинское месторождение открыто в 1970 г. Геологические запасы нефти оцениваются в 700 млн т и разделены примерно поровну между терригенными отложениями ботубинского горизонта и карбонатными осинского горизонта. Более 60 % запасов нефти ботубинского горизонта контактные и приурочены к тонкой нефтяной оторочке. Промышленная эксплуатация ботубинского горизонта ведется с 2013 г.,

со времени ввода в эксплуатацию трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО).

Терригенные отложения ботубинского горизонта формировались в пребрежно-морских условиях и характеризуются высокой латеральной и вертикальной выдержанностью и связанностью. Литологические барьеры на границах газ-нефть-вода отсутствуют. Средняя проницаемость пласта более 300 мД. Хорошая связанность и повышенные

фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) в совокупности создают благоприятные условия для прорывов газа к добывающим скважинам. Толщина нефтяной оторочки в подгазовой зоне изменяется плавно в западном направлении от 18 до 0 м. Данное строение обусловлено наклонным водонефтяным контактом в юго-западном направлении и горизонтальным газонефтяным контактом.

Согласно принятым проектным решениям, месторождение разрабатывается

горизонтальными и многозабойными скважинами на щадящем режиме с ограничением целевой депрессии на пласт 5 атм. На текущем этапе разработки ботуобинского горизонта (по состоянию на 4 квартал 2022 г.) нефтенасыщенные толщины свыше 8 м уже разобурены эксплуатационным фондом. Ковер эксплуатационного бурения сосредоточен в краевых частях залежи с нефтяной оторочкой мощностью 4–8 м с обширной газовой шапкой.

Основным вызовом на месторождении стала избыточная добыча попутного нефтяного газа и газа газовой шапки, который в условиях инфраструктурных ограничений представляет определенные проблемы, связанные с его утилизацией. Для ограничения добычи газа последовательно в течение предшествующих нескольких лет предпринимались следующие инженерные решения:

- увеличение длины горизонтального участка скважин с 300 до 1 250 м;
- оптимизация стратегии проводки горизонтальных скважин (ГС) на максимальном удалении от газонефтяного контакта (нижня 1/3 ННТ);
- ограничение целевой депрессии на пласт на уровне 5 атм. Оптимизация позволяет отсрочить конусообразование, предотвращая стремительный прорыв газа в первые месяцы эксплуатации;
- переход с горизонтальных скважин на многозабойные типа Fishbone с горизонтальным участком проектной длиной 4 850 м и постепенным увеличением длины вплоть до 10 162 м в скважине типа «Березовый лист»;
- обратная закачка газа в газовую шапку;
- организация системы ППД в подгазовой зоне;
- периодические остановки скважин для расформирования конуса газа;
- применение автономных устройств притока (АУКП).

Теоретические основы работы АУКП

Доказано, что внедрение технологии устройства контроля притока (УКП) значительно увеличивает извлекаемые запасы нефти. УКП обеспечивает контролируемый перепад давления, который зависит от расхода, что ограничивает зоны с высокой продуктивностью и, таким образом, стимулирует зоны с низкой продуктивностью, что приводит к улучшенной очистке скважины, снижающей эффект повреждения пласта, вызванного бурением скважины, выравниванию потока вдоль траектории скважины [4].

Устройства контроля притока (УКП) делятся на несколько типов: лабиринтные, спиральные, штуцерные, диодные, левитирующий диск, пилотная трубка. В общем смысле УКП по типу они подразделяются на пассивные, регулируемые и автономные. Отличие их заключается в том, что пассивные создают постоянное ограничение потока, регулируемые (или активные) – управляются с поверхности, автономные – меняют сопротивление в зависимости от типа проходящего флюида [2, 5]. Одними из первых пассивные УКП применили в 1994 году на нефтегазовом месторождении Троль в Норвегии [1].

На Среднеботуобинском месторождении применяются автономные устройства контроля притока (АУКП) типа «левитирующий диск». Устройство состоит из корпуса с наибольшим входным отверстием 2,5 мм, крышки и плавающего диска, который реагирует на изменения потока флюида, создавая

дополнительные перепады давления, способствуя снижению пропускной способности устройства и, как следствие, задержке конусообразования (рис. 1).

Принцип действия основан на законе Бернулли, который определяет зависимость между скоростью стационарного потока жидкости и ее давлением. Согласно этому закону, если по мере течения давление жидкости повышается, то скорость течения убывает, и наоборот.

Устройство ограничивает приток менее вязких флюидов. Когда поток газа и воды проходит через устройство, давление на стороне диска, контактирующей с потоком, будет ниже ввиду более высокой скорости потока. Суммарная сила, действующая на диск, переместит его в сторону впуска и уменьшит зону притока и, таким образом, сам приток. При потоке высокой вязкости потери давления на трение повышаются, а восстановление динамического давления уменьшается. Давление на обратную сторону диска будет понижаться вследствие уменьшения силы, действующей на диск в направлении впуска. В результате диск будет перемещен от впуска и области притока, а сам приток увеличится.

Для аналитического расчета гидравлического сопротивления течению флюидов через устройство АУКП необходимо вычислить перепад давления, который определяется по формуле:

$$\delta P = f(\rho, \mu) \times a_{AICD} \times q^x, \quad (1)$$

где $f(\rho, \mu)$ – аналитическая плотность смеси и вязкости; a_{AICD} – показатель «силы», определяемый по стендовым испытаниям; q – объемный приток смеси через устройство; x – константа типа АУКП, определяемая по стендовым испытаниям.

Функция $f(\rho, \mu)$ определяется как:

$$f(\rho, \mu) = \left(\frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}} \right) \times \left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}} \right)^y, \quad (2)$$

где ρ_{mix} – плотность смеси; μ_{mix} – вязкость смеси; ρ_{cal} – калибровочная плотность, обычно принимается равной 1; μ_{cal} – калибровочная вязкость, обычно принимается равной 1; y – вводимая пользователем константа, определяемая по стендовым испытаниям.

Плотность смеси и вязкости определяется следующим образом:

$$\rho_{mix} = \alpha_{oil} \rho_{mix} + \alpha_{water} \rho_{water} + \alpha_{gas} \rho_{gas} \quad (3)$$

$$\mu_{mix} = \alpha_{oil} \mu_{mix} + \alpha_{water} \mu_{water} + \alpha_{gas} \mu_{gas} \quad (4)$$

где α – объемное содержание каждой фазы; ρ – плотность каждого флюида.

Функция АУКП

Для различных нефтяных месторождений задается разная конфигурация устройств АУКП. Константы модели x , y , a_{AICD} зависят от конфигурации устройства и свойств флюида и определяются в рамках настройки функции АУКП на экспериментальные данные.

Стендовые испытания

Стендовые испытания проводятся для оценки работы, подтверждение работоспособности и гидравлических характеристик устройств контроля притока с диаметрами входного отверстия 2,5 и 5 мм. Оптимальный диаметр входного отверстия подбирается

в заводских условиях при прохождении различных флюидов через клапан (вода, жидкость на углеводородной основе – аналог нефти, азот). Испытания проводятся в условиях, приближенных к скважинным условиям Среднеботуобинского месторождения. В испытаниях применялись жидкость на углеводородной основе – аналог пластовой нефти вязкостью 6,5 сП и сжатый газ (азот) вязкостью 0,02 сП.

В ходе стендовых испытаний использовался однофазный поток синтетической нефти, газа и двухфазный поток нефти и азота. Тестирование однофазного потока азота проводилось в начале испытаний до закачки в систему нефти. Далее производится тестирование в режиме смешанного двухфазного потока, начиная с объемной доли газа 25, 50, 75 %. В данном режиме регистрируется дросселирующая способность АУКП в зависимости от притока нежелательного флюида (газа). Отмечается снижение пропускной способности при увеличении доли газа в потоке. Объектом испытания были автономные устройства контроля притока с диаметром отверстия 2,5 и 5 мм (рис. 2).

По результатам двухфазных тестов в системе «нефть-газ» отмечается, что АУКП 2,5 мм обладают достаточной пропускной способностью для обеспечения ожидаемых запусковых дебитов, при этом показывают более высокую штуцерирующую способность газа.

Дизайн заканчивания

Многозабойные скважины (МЗС) на Среднеботуобинском месторождении реализуются по технологии TAML-2: обсаженный основной ствол и необсаженные боковые стволы. Для установки АУКП важно разделить скважину на ряд изолированных друг от друга сегментов, особенно в случае различных коэффициентов проницаемости или насыщенности в разных интервалах скважин. В этом случае компоновка хвостовика представляет собой глухие трубы, разобщенные на сегменты нефтенабухающими пакерами (ПНН), позволяющими сегментировать законное пространство и исключить перетоки флюидов между сегментами [7]. Один сегмент включает в себя часть основного ствола и боковой ствол. АУКП в многозабойных скважинах размещаются в основном стволе, так что на один сегмент приходится небольшая длина основного ствола (100–150 м) и один боковой ствол длиной до 500 м (рис. 3). Непосредственно сами устройства контроля притока снаружи закрыты противопесочными фильтрами, что является общепринятой практикой [3].

Основными задачами подбора оптимальной конструкции хвостовика скважины является определение границ, размеров и количества секций, и расчет количества устройств в каждой секции, исходя из ее продуктивности.

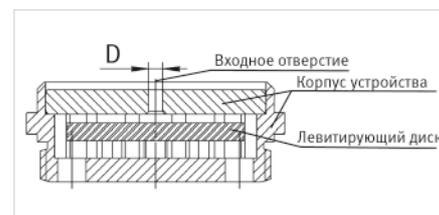


Рис. 1. Конструкция АУКП типа «левитирующий диск». Вид в разрезе
Fig. 1. AICD design of the “levitating disk” type. Split view

Для каждого сегмента скважины производится построение индикаторной кривой, рассчитанной по уравнению притока в горизонтальную скважину [6], по формуле Джоши. Точка пересечения индикаторной кривой и функций АУКП является решением определения дебита сегмента (рис. 4). Из графика видно, что каждое следующее устройство дает меньший прирост, и задача состоит в том, чтобы найти оптимальное количество АУКП в сегменте. Следует учитывать, что избыточное количество АУКП приводит к снижению эффективности штуцирования нежелательного флюида по причине уменьшения перепада давления, которое в данном случае может стремиться к нулю. Применение статического модуля для расчета количества устройств контроля притока позволяет снизить капитальные затраты на строительство скважин в среднем на 2,4 %. Экономический расчет основывается на разнице количества спускаемых АУКП с равномерной расстановкой и количества спускаемых устройств, рассчитанных с помощью статического модуля.

Оптимальное количество АУКП подбирается в зависимости от режимов эксплуатации скважин:

- неограничение потенциального дебита скважины при заданной депрессии на пласт;

- посегментное выравнивание профиля притока для исключения конусообразования.

В первом случае подбирается такое количество АУКП на сегмент, которое не будет ограничивать течение однородного флюида (нефти) при заданных технологических параметрах работы скважины. Как правило, применяется для многозабойных скважин.

Во втором случае производится расчет, так чтобы стандартное отклонение перепада давления по всем сегментам было минимальным. Расчет выполняется итерационным способом перебора вариантов количества АУКП на сегмент по формуле:

$$P = \min \left(\sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(\delta P_i - \overline{\delta P})^2}{n}} \right), \quad (5)$$

где δP_i — перепад давления на каждом сегменте при заданном количестве АУКП; $\overline{\delta P}$ — средний перепад давления по сегментам при заданной расстановке АУКП; n — количество сегментов.

В рамках работы на Среднеботубинском месторождении расчеты выполняются по модулю, созданном в Excel на VBA. Входными параметрами являются: плановые запускные показатели, согласно анализу запускных ГТМ (стартовый дебит, целевая депрессия),

свойства флюидов, данные инклинометрии и интерпретации ГИС по горизонтальной секции (в частности литология и абсолютная проницаемость), интервалы расстановки нефтенабухающих пакеров, используемых для разделения сегментов скважины, точки срезов на МЗС. Результатом расчета является рекомендуемое количество устройств на каждый сегмент скважины (табл. 1).

Опытно-промышленные работы

На Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении 80 % процентов запущенного фонда в газонефтяной зоне (ГНВЗ), сосредоточенных в нефтенасыщенных толщинах 4–6 м, имеют стремительный прорыв газа в начальный период времени. Накопленная добыча нефти на момент наступления критического ГФ 3 000 м³/т не превышает 6–8 тыс. т.

В 2019 г. была начата реализация опытно-промышленных работ (ОПР) по опробованию АУКП. Реализовано две ГС и две МЗС типа Fishbone с семью боковыми стволами. Расстановка устройств была равномерной в каждый сегмент. В качестве критериев успешности были выбраны два показателя: непревышение газового фактора (ГФ) выше 3 000 м³/т и увеличение накопленной добычи относительно соседних скважин без АУКП.

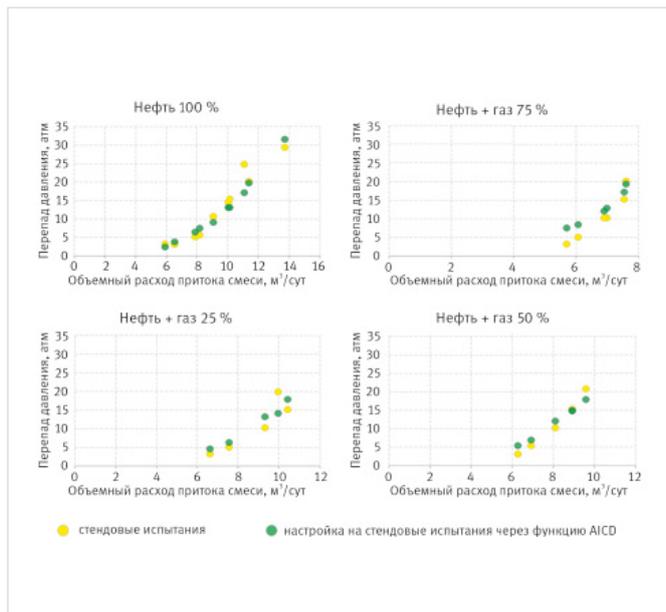


Рис. 2. Результаты стендовых испытаний АУКП
Fig. 2. Results of AICD bench tests

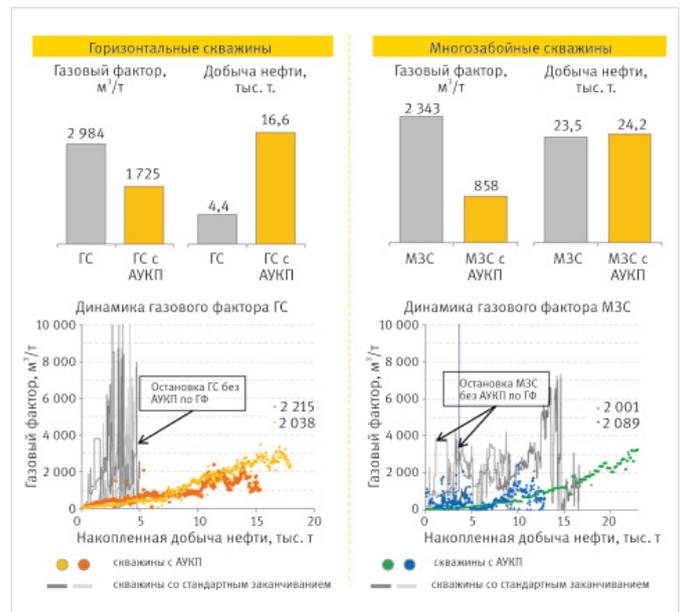


Рис. 5. Эффективность технологии АУКП в рамках ОПР
Fig. 5. The effectiveness of the AICD technology of pilot operations

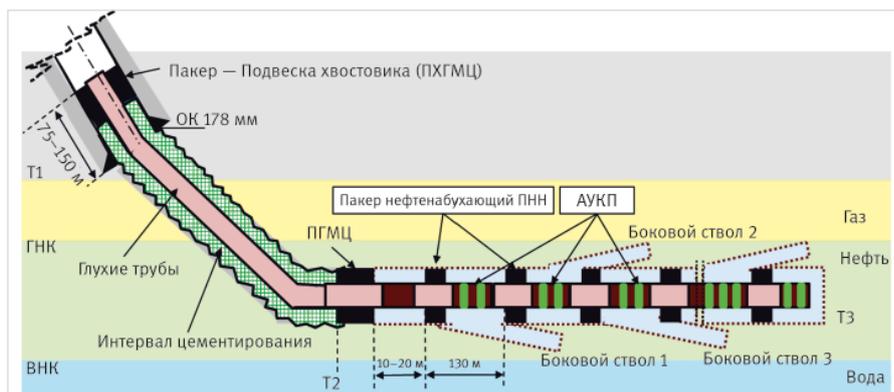


Рис. 3. Конструкция хвостовика с АУКП в МЗС
Fig. 3. Multilateral well AICD design

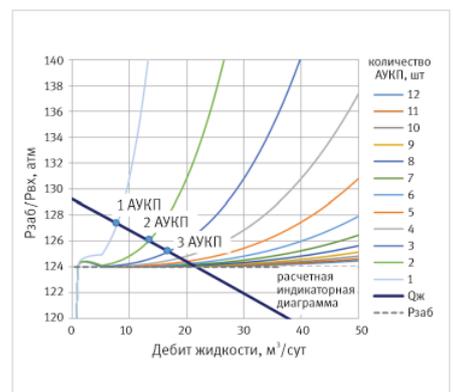


Рис. 4. Кривые расхода жидкости через АУКП
Fig. 4. Liquid flow through the AICD

Табл. 1. Пример расчета количества АУКП
 Tab. 1. Example of calculating the number of AICD

Номер сегмента	Основной ствол		Боковые стволы		С АУКП			Потенциал Qж без АУКП, м³/сут	Потери Qж на АУКП, м³/сут
	Эффективная длина, м	Проницаемость, мД	Эффективная длина, м	Проницаемость, мД	Дебит жидкости с АУКП, м³/сут	Перепад давления на АУКП, атм	Количество АУКП		
1	149	12	328	9	2	0,33	1	2	0
2	147	152	647	211	17	2,18	4	27	10
3	152	170	465	210	14	1,24	4	22	8
4	142	91	600	127	12	1,6	3	18	7
5	142	73	422	84	9	0,97	3	11	2
6	147	92	329	82	10	0,65	4	10	0
7	152	65	465	120	11	0,85	4	14	3
8	326	94	0	0	7	0,51	3	7	0
Сумма					82		26	111	30

По итогам реализации ОПР в течение 2 лет газовый фактор в горизонтальных скважинах с АУКП почти на 40 % меньше, чем в скважинах окружения, при этом накопленная добыча в 4 раза больше. Газовый фактор в многозабойных скважинах снизился на 70 %, а накопленная добыча нефти оказалась практически неизменной, относительно скважин без АУКП (рис. 5).

За 2 года скважины с АУКП показывают лучшую добычу в ГС на 227 %, в МЗС снижение ГФ более чем в 2,7 раза. В рамках ОПР эффективность АУКП подтверждена.

Масштабирование

В 2022 г. по результатам опытно-промышленных работ начато тиражирование на СБНГКМ. По состоянию на 11.2022 спущено 12 компоновок заканчивания, рассчитанных по модулю статического расчета количества АУКП. Согласно расчетам, исходя из запущенных показателей и геологических условий, количество устройств на сегмент составило от 2 до 5 шт.

Для оценки эффективности скважины с регуляторами АУКП разделены по 4 зонам в зависимости от местоположения скважин в продуктивном пласте (рис. 6). Как видно из графиков зависимости ГФ от накопленной добычи нефти, скважины с АУКП по газовому фактору работают лучше, чем скважины окружения в сопоставимых геологических условиях. Скважины, оборудованные АУКП, продолжают работать без остановок, тогда как скважины окружения переводятся в периодический режим эксплуатации.

Реализуемые в рамках полного масштабирования АУКП конструктивно включают в себя инжекционный клапан и двухпозиционную сдвижную муфту (SSD), которая позволяет открывать/перекрывать приток через фильтр с АУКП. Муфта имеет профиль зацепления, позволяющий с помощью специального ключа на ГНКТ провести полное закрытие и открытие устройства.

Операция по закрытию сдвижной муфты проведена на одной из скважин с резким ростом обводненности после запуска (рис. 7). После закрытия муфт и изоляции обводненных боковых стволов обводненность снизилась до показателей, сопоставимых на начало запуска скважины.

В условиях обширной газовой шапки применение АУКП для разработки тонких

нефтяных оторочек типа «левитирующий диск» показало свою эффективность. Технология применения автономных устройств контроля притока позволяет эксплуатировать скважины в низких ННТ на стабильном режиме без быстрого прорыва газа.

Применение статического модуля для расчета количества устройств контроля притока позволяет снизить капитальные затраты на строительство скважин в среднем

на 2,4 %. Экономический расчет основывается на разнице количества спускаемых АУКП с равномерной расстановкой и количества спускаемых устройств, рассчитанных с помощью статического модуля.

Итоги

В рамках ОПР в 2017 г. произведены спуски четырех компоновок с АУКП: две в горизонтальные скважины и две в многозабойные.

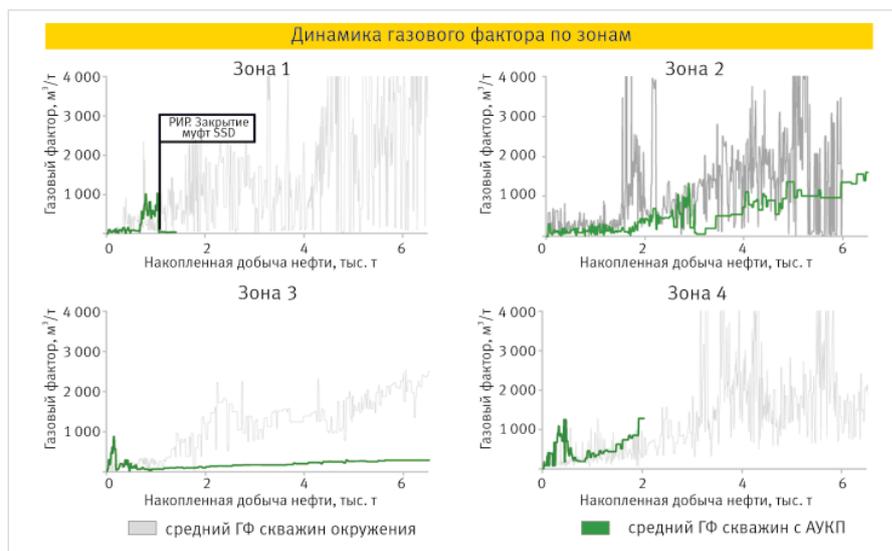


Рис. 6. Эффективность технологии АУКП в рамках масштабирования
 Fig. 6. Efficiency of AICD technology in scaling

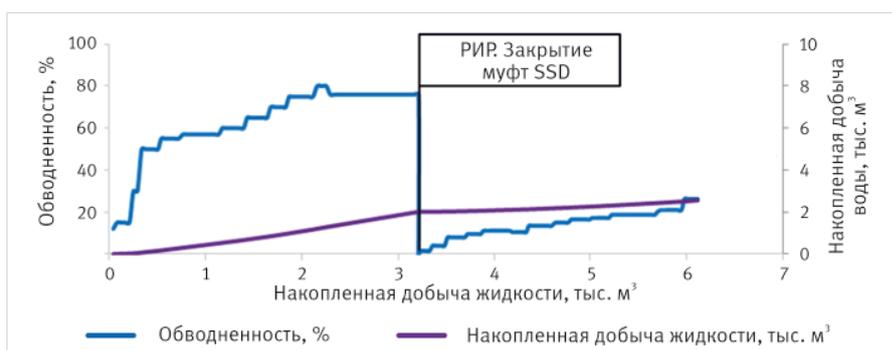


Рис. 7. Пример закрытия сдвижной муфты SSD
 Fig. 7. Example of closing the SSD

В течение 2 лет газовый фактор в горизонтальных скважинах с АУКП почти на 40 % меньше, чем в скважинах окружения, при этом накопленная добыча в 4 раза больше, многозбойные скважины с АУКП показывают снижение ГФ более чем в 2,7 раза при сопоставимой накопленной добыче. В скважинах с АУКП, запущенных в рамках тиражирования в 2022 г., отмечается снижение газового фактора до 2 раз.

Выводы

После удачного проведения ОПР на скважинах разного типа заканчивания принято решение о тиражировании технологий заканчивания АУКП.

Для его реализации в 2022 г. разработано автоматизированное решение для аналитического подбора необходимого количества УКП на скважину.

В рамках возможной модернизации и увеличения эффективности технологии заканчивания спущена компоновка с инжекционным клапаном и двухпозиционной сдвижной муфтой (SSD). Проведена успешная операция по

закрытию сдвижной муфты в скважине для изоляции притока нецелевого флюида. Данная технология рекомендуется для разработки нефтяных оторочек.

Литература

1. Brekke K., Lien S.C. New simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin zone. SPE Drilling and Completion, 1994, Vol. 9, issue 3, P. 205–209. (In Eng).
2. Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced Wells: A Comprehensive Approach to the Selection between Passive and Active Inflow Control Completions. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2008, IPTC-12145-MS. (In Eng).
3. Helmy M.W., Veselka A., Benish T., Yeh C., Asmann M., Yeager D., Martin B., Barry M. Application of new technology in the completion of ERD wells, Sakhalin-1 development. SPE Russian oil

& gas technical conference and exhibition, Moscow, 2006, Vol. 2, P. 892–903. (In Eng).

4. Moen T., Asheim H. Inflow control device and near-wellbore interaction. International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112471. (In Eng).
5. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 20–23.
6. Антоненко Д.А., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И., Амирян С.Л. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 84–87.
7. Нухаев М.Т., Журавлев О., Щелушкин Р., Андрианов О. Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин // Neftagaz.RU. 2014. № 4. С. 20–24.

ENGLISH

Results

As part of the pilot project in 2017 descent of four assembly AICD: two into horizontal wells and two into multilateral wells. Within 2 years, the gas factor in horizontal wells with AUCD is almost 40 % less than in the environment wells, while the cumulative production is 4 times higher, multilateral wells with AICD show a decrease in gas factor by more than 2,7 times with comparable cumulative production. In wells with AICD launched as part of replication in 2022, there is a decrease in gas factor by up to 2 times.

Conclusion

After a successful pilot work on wells of various types of completion, a decision was made to replicate the AICD completion technologies. For its implementation in 2022, an automated solution has been developed for the analytical selection of the required amount of ICD per well. As part of a possible modernization and increase in the efficiency of the completion technology, an assembly with an injection valve and a two-position sliding sleeve (SSD) was run. A successful operation was performed to close the sliding sleeve in the well to isolate the influx of non-target fluid. This technology is recommended for the development of oil rims.

References

1. Brekke K., Lien S.C. New simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin zone. SPE Drilling and Completion, 1994, Vol. 9, issue 3, P. 205–209. (In Eng).
2. Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced Wells: A Comprehensive Approach to the Selection between Passive and Active Inflow Control Completions. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2008, IPTC-12145-MS. (In Eng).
3. Helmy M.W., Veselka A., Benish T., Yeh C., Asmann M., Yeager D., Martin B., Barry M. Application of new technology in the completion of ERD wells, Sakhalin-1 development. SPE Russian oil & gas technical conference and exhibition, Moscow, 2006, Vol. 2, P. 892–903. (In Eng).
4. Moen T., Asheim H. Inflow control device and near-wellbore interaction. International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112471. (In Eng).
5. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of passive inflow control devices at the Vankorskoye field. Oil industry, 2009, issue 11, P. 20–23. (In Russ).
6. Antonenko D.A., Murdygin R.V., Khatmullina E.I., Amiryam S.L. Evaluation of the effectiveness of equipment for inflow control in horizontal wells. Oil industry, 2007, issue 11, P. 84–87. (In Russ)..
7. Nukhaev M., Zhuravlev O., Shchelushkin R., Andrianov O. Features of equipment for the construction of horizontal wells. Neftagaz. RU, 2014, issue 4, P. 20–24. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зюзов Евгений Сергеевич, эксперт управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: eszyuzov@tnnc.rosneft.ru

Ziuzov Evgeniy Sergeevich, expert of the department of geology and development Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: eszyuzov@tnnc.rosneft.ru

Давыдов Артем Александрович, главный специалист управления по геологии и разработке месторождений новых активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Davydov Artem Alexandrovich, chief specialist of the department of geology and development of new assets, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Опарин Иван Александрович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Oparin Ivan Alexandrovich, head of department geological support of well drilling, “Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Малофеев Михаил Викторович, начальник отдела управления геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Malofeev Mikhail Viktorovich, chief manager of department of geological support of well drilling, “Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Корнилов Евгений Юрьевич, ведущий специалист управления геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Kornilov Evgeniy Yurievich, leading specialist of department of geological support of well drilling, “Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia