

# КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

## CT TECHNOLOGIES IN WELL SERVICE AT YAMBURGSKOYE FIELD

<sup>1</sup>В.Б. ОБИДНОВ, <sup>1</sup>В.Н. ХОЗЯИНОВ, <sup>1</sup>С.Р. МАСАЛИМОВ,

<sup>2</sup>Д.А. КУСТЫШЕВ, <sup>3</sup>Ж.С. ПОПОВА,

<sup>1</sup>ООО «Газпром северподземремонт»,

<sup>2</sup>ООО «ТюменНИИгипрогаз», <sup>3</sup>ТюмГНГУ

<sup>1</sup>V.B. OBIDNOV, <sup>1</sup>V.N. KHOZYAINOV, <sup>1</sup>S.R. MASALIMOV,

<sup>2</sup>D.A. KUSTYSHEV, <sup>3</sup>J.S. POPOVA,

<sup>1</sup>Gazprom Servicepodzemremont, <sup>2</sup>Tyumen Giprogaz R&D

Institute, <sup>3</sup>Tyumen State O&G University

**В** процессе капитального ремонта скважин на Ямбургском месторождении более 30% работ проводятся с помощью колтюбинговых установок (одна бригада – с помощью M10 и еще одна бригада – с помощью M20). Основными видами ремонтных работ, проводимых с применением колтюбинговых установок, являются:

- восстановление искусственного забоя скважин методом удаления песчаной пробки с M10;
- вызов притока и восстановление забоя скважины после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) с M20.

Технология восстановления искусственного забоя заключается в следующем. Первоначально готовится технологический раствор на основе пенообразующей жидкости (ПОЖ), в который добавляется для повышения стабильности пенной системы и снижения температуры замерзания хлорид кальция ( $\text{CaCl}_2$ ), а также карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), неонол, вода и метанол. Для сеноманских газовых скважин обычно приготавливают 25 м<sup>3</sup> ПОЖ. На устье скважины устанавливается колтюбинговая установка, которая через тройник, выполненный в виде эжектора, обвязывается с компрессором (СДА-5/220) и насосной установкой (ЦА-320). В обвязку в обязательном порядке включают теплообменник. Затем в остановленную скважину спускается гибкая труба до головы песчаной пробки, после чего скважина пускается в работу через факельную линию. Для поддержания заданного противодавления на конце факельной линии монтируется штуцер диаметром 20–25 мм.

В гибкую трубу подается приготовленный технологический раствор, поддерживая расход на уровне 3–4 л/с. Подача раствора осуществляется порциями (200 л), одновременно в гибкую трубу подается азот в течение 20–30 мин. При снижении температуры раствора ниже 40 °С раствор подогревается паром от ППУ через теплообменник.

Углублением гибкой трубы с поддержанием заданных параметров промывки (расход 3–4 л/с, давление 10–12 МПа) осуществляется разрушение песчаной пробки и выброс выносимой жидкости вместе с разрушенными частицами на факел. Углубление гибкой трубы проводится до искусственного забоя или до жесткой посадки.

После восстановления забоя для эффективности его

**М**ore than 30% of well workover operations at Yamburgsky Field are done with the help of CT units (1 team working with M10 and 1 team with M20). The main types of service operations performed with CT units include:

- restoring artificial bottomhole by sand bridge removal with the help of M10;
- flow stimulation and restoring bottomhole after hydrofracturing (HF) with M20.

The artificial bottom-hole restoring technology envisages the following method. At first the technological liquid is produced on the basis of foam-forming liquid (FFL). Calcium chloride ( $\text{CaCl}_2$ ) is added into the medium for augmenting the stability of a foam system and reducing the congelation temperature. CM cellulose, neonol, water and methanol are added as well. 25 m<sup>3</sup> of FFL is prepared for Cenomanian gas wells. A CT unit is set on the well mouth. The unit is connected with compression facility (СДА-5/220) and pump unit (ЦА-320) via T-branch in the form of an ejector. The connection necessarily includes a heat-exchanging apparatus. Then CT is lowered into the shut-in well till the top of the sand-bridge. After that the well is passed through the flare-line. A nose-piece with the diameter of 20–25 mm is mounted on the end of the flare-line in order to maintain the required back pressure.

The technological fluid is supplied into the coiled tubing with the consumption of 3–4 l/s. The supply is carried out portionwise (200 l). Simultaneously, nitrogen is supplied in to the coiled tube during 20–30 minutes. When the temperature of the solution is below 40 °C, it is heated from steam generation unit through heat-exchange apparatus.

The destruction of sand bridges and discharge of fluid and destroyed particles on the flare is carried out by deepening the coiled tubing with the constrained parameters of washing (consumption 3–4 l/s, pressure 10–12 MPa) maintained. The CT is deepened till artificial bottomhole or impact landing.

After the bottomhole is restored, nitrogen is supplied into the well within 3 hours to dry it up properly. Only after that the CT is lifted and the well is left for “technological stand” (at least 3 hours).

осушки продолжается подача азота в скважину в течение 3 ч. Только после этого гибкая труба приподнимается и скважина оставляется на технологическую выстойку (не менее 3 ч). После завершения выстойки гибкая труба вновь опускается до забоя с целью определения фактического текущего забоя скважины. При неполучении заданной глубины забоя работы повторяются.

Технология вызова притока и восстановления забоя скважины после проведения ГРП заключается в следующем. Первоначально осуществляется обвязка колтюбинговой установки с внешним источником газа (компрессором, скважиной-донором, установкой нагнетания газа – УНГ-8/15). Затем в скважину до головы пропантовой пробки спускается гибкая труба, в которую подают азот. Азот вытесняет скважинную жидкость из скважины, по мере углубления гибкой трубы поинтервально (через каждые 200 м), снижая ее уровень в стволе скважины до получения устойчивого притока газа с выбросом на факел, оборудованный штуцером. Для предотвращения гидратообразования при работе скважины на факел осуществляется ее ингибирование путем закачивания в гибкую трубу метанола в объеме 0,3–0,5 м<sup>3</sup>.

После вызова притока газа проводится подъем гибкой трубы до устья и начинается обработка скважины на факел в течение 72 часов. При сохранении гидратного режима работы скважины в процессе обработки проводят закачивание дополнительного объема метанола (0,5–1,0 м<sup>3</sup>) с последующим оставлением скважины на технологическую выстойку, после чего скважину вновь пускают на обработку на факел.

В случае невыхода скважины на рабочий режим проводятся работы по удалению оставшейся (не вымытой и не вынесенной на поверхность) пропантовой пробки. Для удаления остатков пропантовой пробки готовят промывочные растворы. В качестве таких растворов можно использовать инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) с добавлением в него 12% отработанного моторного масла (ОММ). Для удаления пропантовой пробки из газоконденсатных скважин достаточно 25 м<sup>3</sup> такого раствора с плотностью 980 кг/м<sup>3</sup> и условной вязкостью 40–60 с.

Также для этих целей можно использовать 2–3%-й полимерный раствор КМЦ или КЕМ-ТРОН на основе водного раствора хлорида натрия (NaCl) плотностью 1170 кг/м<sup>3</sup>, в объеме 5 м<sup>3</sup>, вязкостью 80–120 с.

Возможно применение водометанольного раствора (ВМР) с добавлением поверхностно-активного вещества (ПАВ). Температуру этих растворов необходимо поддерживать на уровне 40–45°C.

После обвязки насосной установки (ЦА-320) и компрессора (или УНГ-8/15 со шлейфом) с колтюбинговой установкой (М20) проводится спуск гибкой трубы до посадочного седла пакера высокого давления, используемого при проведении ГРП. Для предотвращения гидратообразования в гибкую трубу проводится подкачивание метанола и подача азота.

После проработки интервала седла пакера гибкая труба опускается до текущего забоя. Без прекращения подачи

After the stand the coiled tube is lowered again in order to define the actual current bottomhole of the well. In case the required depth of bottomhole is not obtained the operation is repeated.

The flow stimulation and restoring bottomhole after hydrofracturing envisages the following technology.

CT unit is tied up with outer gas source (compressor, donor well, gas injection unit – УНГ-8/15). Then nitrogen supply CT is lowered into the well till the top of the proppant bridge. The nitrogen forces out the well fluid from the well. Every 200 m of the CT run the level of the fluid in the well shaft is reduced until a stable gas flow and emission on the flare, equipped with nose-piece, is obtained. In order to prevent hydrating during well flaring the well is inhibited by means of 0.3–0.5 m<sup>3</sup> of methanol pumped into the CT.

After gas stimulation the CT is lifted till the mouth and the well is flared during 72 hours. When the hydrate mode of well operation is applied, additional portion of methanol is pumped (0.5–1.0 m<sup>3</sup>). Then the well is left for a technological stand and flared once again.

In case the well fails to become operational, further efforts on removing the remaining (not washed out to the surface) parts of the proppant bridge should be taken. The washing solutions are prepared for removing the remains of the proppant bridge. Such solutions may include the invert emulsion mud (IEM) with 12% of scavenge lubricant (SL). 25 m<sup>3</sup> of such a solution with the density of 980 kg/m<sup>3</sup> and relevant viscosity of 40–60 s is necessary for removing the remains of the proppant bridge from a gas-condensate well.

One may also try 2–3% polymer CMC solution or KEM-TRON based on sodium salt (NaCl) water solution with the density of 1170 kg/m<sup>3</sup>, volume 5 m<sup>3</sup> and viscosity 80–120 s.

Water methanol solution (WMS) with surfactant added may be applied as well. The temperature of such solutions should be kept at the level 40–45 °C.

After the pump unit (ЦА-320) and compressing facility (or УНГ-8/15 with plume) are connected to the coiled tubing unit (М20) the CT is lowered till the catching baffle of a high pressure packer used in HF. Methanol and nitrogen are supplied into the CT to prevent hydrating.

After the given interval of the packer baffle is done the CT is lowered till the current bottomhole. Without stopping nitrogen supply the CT is lowered 5–8 m deeper with the load on the tube under 30 kN and the consumption of 3 l/s. After that the tube is lifted 20 m above the bottomhole. Without stopping nitrogen supply they pump 0.3–0.4 m<sup>3</sup> of IEM (or CMC viscous solution, or KEM-TRON). The nitrogen is supplied until the liquid and proppant are completely removed. IEM and polymer solutions

азота осуществляется углубление гибкой трубы на 5–8 м при нагрузке на гибкую трубу не более 30 кН и расходе 3 л/с. После этого проводится приподъем гибкой трубы на 20 м от забоя и без прекращения подачи азота осуществляется закачивание в нее 0,3–0,4 м<sup>3</sup> ИЭР (или вязкого раствора КМЦ или КЕМ-TRON). Подача азота продолжается до полного выноса жидкости и проппанта. При этом не допускается поглощение ИЭР и полимерных растворов (КМЦ или КЕМ-TRON) в призабойную зону пласта.

Углубление гибкой трубы осуществляется циклически (по 5–8 м) и продолжается до достижения требуемой глубины или до ее «жесткой» посадки. В случае использования всего объема промывочного раствора промывка пробки прекращается, гибкая труба приподнимается, запас промывочного раствора восполняется и только после этого разрешается дальнейшее проведение работ по удалению пропантовой пробки.

При отсутствии углубления гибкой трубы в скважину последовательно закачивается 0,2 м<sup>3</sup> стабильного газового конденсата, 1,0 м<sup>3</sup> 10% раствора плавиковой кислоты (HF), 3,0 м<sup>3</sup> стабильного газового конденсата. После этого скважина останавливается на технологическую выстойку (не менее 4 ч) и лишь по ее окончании начинается отработка скважины на факел. Обычно скважину обрабатывают на факел в течение 6 ч.

После восстановления забоя до требуемой глубины или «жесткой» посадки проводится приподъем гибкой трубы на 100 м выше текущего забоя и скважина оставляется на технологическую выстойку не менее 3 ч. Далее спуском гибкой трубы проводится отбивка забоя.

В заключение осуществляется отработка скважины на факел в течение 72 ч (не более) со сменой штангеров. При гидратном режиме работы скважины проводится подкачка ингибитора гидратообразования (0,5–1,0 м<sup>3</sup> метанола) и после окончания периода технологической выстойки (2 ч) отработка скважины продолжается до выхода ее на температурный режим.

Применение такой технологии вызвано рядом причин, достаточно хорошо освещенных в научных публикациях А.В. Кустышева, В.Б. Обиднова, Р.В. Ткаченко [1, 2]. Опыт проведения работ по ГРП показал, что на первом этапе, при отработке скважины на факельную линию, происходит «самоочищение» ствола скважины от проппанта, на втором этапе, при работающей скважине, проводится «доочистка» и восстановление забоя.

Все работы по удалению проппанта осложнены наличием в скважине не «разложившегося» геля ГРП и посторонних предметов (резина уплотнения устьевого протектора, применяемого для защиты фонтанной арматуры в процессе ГРП, остатки перфораторов и др.), а также наличием в лифтовой колонне опрессовочного седла пакера, сужающего проходное сечение, что вызывает посадки и прихваты гибкой трубы в процессе проведения работ. В то же время применение в процессе ГРП жидкости разрыва на водной основе вызывает интенсивное гидратообразование на начальном этапе отработки скважины при ограниченных возможностях закачивания ингибитора.

Именно такие осложнения наблюдались на скважинах

(CMC or KEM-TRON) are not allowed to penetrate to the bottomhole zone.

The CT is lowered cyclically (5–8 m) until the necessary depth is reached or until the impact landing. In case the whole volume of the washing solution is used, the sand washing is stopped, the tube is lifted and the stock of washing solution is refilled. Only after that the removal of the proppant bridge can be continued.

When CT can't be deepened into the well, 0,2 m<sup>3</sup> of stable gas condensate and 1.0 m<sup>3</sup> of 10% solution of hydrofluoric acid (HF) and 3 m<sup>3</sup> of stable gas condensate are successively pumped into the well. After that the well is left for a technological stand (at least 4 hours) and only then it can be flared. Usually the well is flared within 6 months.

After restoring the necessary depth of the bottomhole or impact landing the CT is lowered 100 m above the current bottomhole. Then the well is left for at least 3 hours of the technological stand. Then the tube is lowered for tagging.

Finally the well is flared for 72 hours (not longer) with nose-pieces changed. Hydrate mode of well operation implies pumping hydrating inhibitor (0,5–1.0 m<sup>3</sup> of methanol). After technological stand (2 hours) the well is flared till the necessary temperature is reached.

A number of reasons explain the use of such a technology. They are well described in the scientific studies of A.V. Kustyshev, V.B. Obidnov, R.V. Tkachenko [1, 2]. The experience of HF operations shows that at the first stage of well performance the well cleans itself from proppant. Further cleaning and restoration of the bottomhole takes place on the second stage.

All proppant removing operations are complicated by the presence of undercomposed HF gel and foreign bodies (mouth protector backing rubber used to protect Xmas tree during HF, remains of perforators, etc.) in the well. They are also complicated by the pressure packer baffle narrowing the flow area of the string and bringing about CT landing and sticking during the operations. At the same time the use of water-based breakdown fluid during HF provokes intensive hydrating on the initial stage of well performance with limited capacity for pumping the inhibitor.

Such complications were observed in the wells № 31003 and 31006 of Yamburgskoye Field. The nature of these complications can be hardly explained from the point of traditional HF technology.

After finishing the HF, Tumenburgaz sent a well workover team to do the following operations at Yamburgskoye Field. The CT was lowered till the top of the proppant bridge at the depth of 3096 m (according to M20 counter). The fluid was leveled down and nitrogen was supplied from the

№ 31003 и 31006 Ямбургского месторождения. Причем природа этих осложнений трудно объяснима с позиции классической технологии ГРП.

Так, после завершения ГРП силами ЦЦС ООО «Тюменбурггаз» бригадой КРС Ямбургского УИРС были проведены следующие работы. Гибкая труба была спущена в голову пропантовой пробки до глубины 3096 м (по счетчику М20). Был проведен вызов притока из пласта снижением уровня жидкости подачей азота от компрессора. Скважину пустили в отработку на факел. В течение 100 ч на разных режимах скважина работала с постоянным выносом техногенной жидкости ( $P_{тр} = 5,3$  МПа,  $P_{зтр} = 0$  МПа,  $T = 14,5$  °C,  $\Phi_{шт} = 12$  мм;  $P_{тр} = 4,5$  МПа,  $P_{зтр} = 0$  МПа,  $T = 15$  °C,  $\Phi_{шт} = 15$  мм). В скважину спустили гибкую трубу до глубины 3096 м. При вымыве техногенного осадка произошла поломка колтюбинговой установки. Был осуществлен аварийный подъем гибкой трубы и ремонт колтюбинговой установки. Оработку скважины вели в течение 162 ч. Тем не менее скважина работала с низкими устьевыми параметрами и выносом жидкости ( $P_{тр} = 5,3$  МПа,  $P_{зтр} = 0$  МПа,  $T = 16$  °C,  $\Phi_{шт} = 12$  мм;  $P_{тр} = 4,5$  МПа,  $P_{зтр} = 0$  МПа,  $T = 17$  °C,  $\Phi_{шт} = 15$  мм).

Провели повторный спуск гибкой трубы с гидравлической насадкой диаметром 40 мм до глубины 3049,5 м. Произошел прихват нижней части гибкой трубы. Проведенные работы по расхаживанию гибкой трубы с одновременным закачиванием 5 м<sup>3</sup> трансформаторного масла через гибкую трубу и метанола через трубное пространство и последующей технологической выстойкой результатов не дали. После закачки в лифтовую колонну (73 мм) 500 л глинокислотного раствора и двухчасовой технологической выстойки удалось освободить гибкую трубу, но при аварийном подъеме на глубине 2500 м вновь произошел ее повторный прихват. Лишь повторное закачивание глинокислотного раствора позволило окончательно извлечь гибкую трубу из скважины. Причем все аварийно-восстановительные работы проводились при работающей скважине.

После извлечения гибкой трубы скважину отработали на факел в течение 48 ч. Скважина работала с выносом жидкости при следующих устьевых параметрах:  $P_{тр} = 4,5$  МПа,  $P_{зтр} = 0$  МПа,  $T = 13$  °C,  $\Phi_{шт} = 15$  мм.

Для вывода скважины на проектный режим провели глинокислотную обработку внутренней поверхности лифтовой колонны (две операции по 0,5 м<sup>3</sup>) и после трехчасовой технологической выстойки осуществили отработку скважины с выбросом продуктов реакции на факел. Результат отрицательный.

Провели интенсификацию притока газа путем закачивания в скважину 5,2 м<sup>3</sup> раствора 20% плавиковой кислоты с 3% ПАВ с продавливанием кислотной композиции в пласт азотом от компрессора (СДА- 5/220) в течение 6 ч. После отработки скважины на факел устьевые параметры скважины составили:  $P_{тр} = 5$  МПа,  $P_{зтр} = 0$  МПа,  $T = 11$  °C,  $\Phi_{шт} = 15$  мм.

Спустили в скважину гибкую трубу с насадкой типа «перо» до глубины 2850 м с постоянной подачей ИЭР (порции по 300 л) и азота от компрессора. В интервале

компрессора to stimulate the well. After that the well was flared. During 100 hours and at different modes the well performed with steady outflow of the production fluid (with friction pressure 5.3 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 14.5 °C, diameter 12 mm; friction pressure 4.5 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 15 °C, diameter 15 mm). A CT was lowered into the well till the depth of 3096 m. A breakdown of the CT unit occurred during the cleanout of the production sediment. Emergency hoisting of the CT service of the unit was undertaken. The well flow operations took 162 hours. Nevertheless the well performed with poor mouth parameters and liquid outflow (friction pressure 5.3 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 16 °C, diameter 12 mm; friction pressure 4.5 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 17 °C, diameter 15 mm).

Once again a CT with 40-mm hydraulic nozzle was lowered in to the well 3049.5 meters deep. The lower section of the CT got stuck. The operations on working the tubing to free and simultaneous pumping of 5 m<sup>3</sup> of condenser oil through the CT and methanol through the tube side with further technological stand brought no results. After pumping 500 l of mud acid solution into the string and 2 hours of technological stand they managed to release the coiled tubing, but during the emergency spooling it got stuck again at the depth of 2500 meters. Only after another portion of mud acid solution it became possible to completely extract the CT from the well. All the emergency recovery work was done while the well was on production. After recovery the well was flared for 48 hours. The well performed with poor fluid outflow under the following mouth parameters: friction pressure 5.3 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 13 °C, diameter 15 mm.

In order to make the well correspond to the construction conditions the inner side of the production string was treated with mud acid solution (0.5 m<sup>3</sup> for each of two operations). After 3 hours of the technological stand the well was cleaned up with the reaction products flared. The result was negative.

After that gas influx was stimulated by pumping 5.2 m<sup>3</sup> of 20% HF solution with 3% of surfactants and squeezing acid composition into the formation with nitrogen coming from the compressor (СДА-5/220) during 6 hours. After flaring the mouth parameters of the well were: friction pressure 5 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 11 °C, diameter 15 mm.

Then a CT with a mule shoe was lowered into the well 2850 m deep with continuous supply of IEM (portions of 300 l) and nitrogen from the compressor. In the interval 2730–2850 m there were landings of the CT up to 20 kN over the weight of the instrument and up to 40 kN of weight of the instrument during the shoot. The pressure in the CT

2730–2850 м наблюдались посадки гибкой трубы до 20 кН сверх веса инструмента, при подрыве – до 40 кН сверх веса инструмента и рост давления в гибкой трубе до 20 МПа. Осуществили аварийный подъем гибкой трубы. После извлечения насадки обнаружено, что она забита веществом темно-коричневого цвета с включениями мелкозернистого песка светло-коричневого цвета, активно реагирует с плавиковой кислотой. Проба отправлена на химический анализ. Однозначного ответа о генезисе осадка по данным химического анализа установить не удалось.

Смесь активно реагирует с плавиковой кислотой, хуже реагирует с соляной кислотой и совсем не реагирует со щелочью. Можно предположить, что данный налет образовывается во время отработки скважины на факел и состоит из геля, использованного при ГРП, и песчинок из пласта БУ83, подвергнутого гидроразрыву.

Нагрели и закачали в лифтовую колонну (73 мм) 9 м<sup>3</sup> стабильного газового конденсата, провели спуск гидравлической насадки диаметром 42 мм на гибкой трубе до глубины 2500 м, после чего провели подъем гибкой трубы во избежание ее повторного прихвата.

Следует отметить, что подверженный ГРП пласт БУ83 находится в интервале 3079–3103 м и только подошвенная часть этого пласта в интервале 3096–3103 м присыпана проппантом. С точки зрения авторов, приобщение данного интервала существенно не повлияет на дебит скважины в целом, т.е. причина низкого дебита скважины кроется, скорее всего, в качестве проведенного ГРП. Именно поэтому дальнейшие работы следует прекратить как бесперспективные и аварийноопасные.

В этой связи интересны результаты ГРП на скважине № 31009 этого же месторождения. ГРП был проведен на тот же пласт БУ83 (интервал 3108–3120 м) силами ООО «Нефтегазтехнология». ГРП проведен на водной основе и в скважину закачено 39 т проппанта, количество почти в два раза большее, чем было закачено в скважину № 31003. При этом для выхода скважины на технологический режим не потребовалось проводить работы по удалению проппанта с помощью колтюбинговой установки.

Возможно, что первоначально поставленная задача – провести маломощный ГРП на углеводородной основе с целью недопущения вскрытия газовой контактной – не совсем оправдана в данной ситуации. Ведь в скважине № 31009 газовой контактной не вскрыли, но это совсем не означает, что в скважине № 31003 при применении более мощного ГРП газовой контактной не мог оказаться вскрытым. Ябургское месторождение отличается от других рядом расположенных месторождений сложным строением и рядом расположенные скважины, даже в одном кусте, могут иметь разные геологические характеристики. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ причин обрыва гибкой трубы при промывке скважины после ГРП / В.Б. Обиднов [и др.] // Время колтюбинга. –2007. – №2. – С. 30–33.
2. Некоторые сложности вымывания проппанта из скважин после гидравлического разрыва / В.Б. Обиднов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. –2008. – № 4. – С. 20–25.

grew up to 20 MPa. After the emergency spooling of the CT and extraction of the nozzle it was revealed that it is filled with substance of dark brown color with inclusions of light brown fine-grained sand actively reacting with HF. A sample was sent for chemical testing. Yet, the chemical analysis didn't produce an unambiguous answer on the origin of the sediment.

The mixture actively reacts with HF, underreacts with hydrochloric acid and doesn't react at all with the caustic. One can assume that the bloom appeared during the flaring and consisted of gel applied in hydrofracturing and particles from the formation BU83 that was fractured.

9 m<sup>3</sup> of stable gas condensate was heated and pumped into the production string (73 mm), then a 42 mm hydraulic nozzle was lowered into the well till the depth of 2500 m. After that the CT was lifted in order to prevent it from getting stuck once again.

It should be noted that the fractured formation BU83 is located in the interval 3079–3103 m and only the bottom part of this formation in the interval 3096–3103 m is covered with the proppant. The authors believe that commingling of these intervals is not going to influence the total debit of the well. It means the low well debit is mainly explained by poor quality of hydrofracturing. That is why further operations should be stopped as, they are futureless and hazardous.

In this respect the results of hydrofracturing at the well №31009 of the same field are interesting. Hydrofracturing was made in the same formation BU83 (interval 3108–3120 m) by Neftegaztehnologia. Hydrofracturing was made on the water basis of 39 tons of proppant pumped in the well. This is 2 times more than the amount of proppant pumped in well №31003. While bringing the well to technological production there was no need in proppant cleanout with a CT unit at all.

Probably, the initial objective of making light-duty hydrocarbon-based hydrofracturing that was supposed to prevent the uncovering of gas-water contact was not quite suitable to the situation. In the well №31009 the water-gas contact was not uncovered, but it doesn't mean that in the well №31003 it couldn't be opened by more powerful hydrofracturing. Yamburgskoye Field stands out from the rest of the neighboring wells by complex geology. Even the adjoining wells, located in one pad, can have different geological structure. ☉

#### REFERENCES

1. CT Failure Cause Analysis for Washover Operations after Hydrofracturing / V. B. Obidnov [et alias] // The Coiled Tubing Times. –2007. – №2. – P. 30–33.
2. Some Problems of Proppant Wash-out after Hydrofracturing / V. B. Obidnov [et alias] // Science and Technology in Gas Industry. –2008. – №4. – P. 20–25.