

ROGTEC

Российские нефтегазовые технологии

НОВОСТИ



АНАЛИТИКА



РАЗВЕДКА



РАЗРАБОТКА



БУРЕНИЕ И ДОБЫЧА

Выпуск 67

Интервью:

Torsten Murin, Wintershall Dea
Boris Ivanov, Аксель

Interviews:

Torsten Murin, Wintershall Dea
Boris Ivanov, Axel

Обзоры рынка:

MWD/LWD в России
Мировые тренды на рынке бурения

Market Reports:

Russian MWD/LWD
Global Drilling Outlook

Кислотоструйное туннелирование

Acid Jet Stimulation

Клиентоцентричность в нефтесервисе

Customer Centric Business Models





Кызыма Константин Юрьевич, ООО «Газпромнефть-Оренбург»;
Хорюшин Вадим Юрьевич, ООО «Газпромнефть-Оренбург»;
Симаков Сергей Михайлович, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
Девяткин Вадим Сергеевич, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
Хуснутдинов Артур Ренисович, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
Герасименко Павел Николаевич, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
Кундик Александр Александрович, ООО «Газпромнефть-Оренбург»

Konstantin Y. Kyzyma, Gazprom Neft Orenburg LLC,
Vadim Y. Khoryushin, Gazprom Neft Orenburg LLC,
Sergey M. Simakov, Gazprom Neft NTC LLC,
Vadim S. Devyatkin Gazprom Neft NTC LLC,
Artur R. Khusnutdinov Gazprom Neft NTC LLC,
Pavel N. Gerasimenko Gazprom Neft NTC LLC
Ader A. Kundik Gazprom Neft Orenburg LLC

Газпром нефть: Увеличение зоны дренирования скважины методом кислотоструйного туннелирования с ГНКТ на примере Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Gazprom Neft: Case Study, Eastern Part of the Orenburg Field; Expanding Well Drainage Area Using Acid Jet Tunneling with Coiled Tubing

Введение

На сегодняшний день основным активом ООО «Газпромнефть-Оренбург» является Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (БУ ОНГКМ). Нефтегазоносность

Introduction

Presently, the Eastern part of the Orenburg oil and gas condensate field (E-OF) is a core asset for Gazprom Neft. The oil-bearing capacity of the E-OF is mainly associated with Kungurian P4, Artinskian P5 and Sakmarian P6 pay

ВУ ОНГКМ связана, в основном, продуктивными пластами Р4 кунгурского, Р5 артинского и Р6 сакмарского возраста которые в свою очередь представлены преимущественно известняками. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта Р4+5+6 составляет 24,9 м, коэф. пористости – 0,11 д.ед., коэф. нефтенасыщенности – 0,79 д.ед., проницаемость – 0,47 мДа, расчленённость – 28,9 ед, утверждённый коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,298 д.ед [1]. Действующий фонд скважин ВУ ОНГКМ в большей степени представлен нефтяными скважинами с горизонтальными не обсаженными стволами. Проблематикой месторождения является высокая расчлененность и отсутствие связанности между пропластками в разрезе, что снижает коэффициент охвата при разработке горизонтальными скважинами. Основная задача исследования – обеспечение сообщаемости в системе скважина-пласт во всех нефтенасыщенных слоях разреза, а также увеличение зоны дренирования по латерали. Решение данных вопросов безусловно является актуальной задачей для нефтегазобывающего общества.

Технология, в целом, не является новой [2; 3; 4], однако в условиях ВУ ОНГКМ (скважины с горизонтальным не обсаженным стволом) и увеличения длины каналов (100 м и более) с применением автономной инклинометрии реализуется впервые. Опыт, представленный в данной статье будет полезен не только геолого-технологическим службам нефтегазобывающих и сервисных предприятий, но и научным сотрудникам проектных институтов и высших учебных учреждений.

Технология КСТ представляет собой воздействие на породу коллектора за счет энергии создаваемого потока струи, выходящей из гидромониторной насадки. Создаваемое давление в колонне ГНКТ способствует формированию изгиба колена компоновки низа колонны (КНК), что приводит к намыву каверны в стволе скважины, и как следствие – образованию туннеля. Далее формируемый поток кислотной струи образует перед собой (перед КНК) полость, которая в дальнейшем способствует развитию туннеля. Модуль упругой деформации горных пород учитывается при выборе рабочего давления, к примеру, у аргиллитов и карбонатов он достигает порядка 70 МПа. Применение ГНКТ

zones which are predominantly limestones. The average net oil pay, P4+5+6, amounts to 24.9m, the porosity ratio is 0.11, oil saturation is 0.79, permeability is 0.47 mDa, stratification factor is 28.9 and the approved oil recovery factor (ORF) is 0.298 [1]. The E-OF's active well stock is represented with uncased horizontal wellbores. The field's key challenges include its high degree of stratification and incoherent geological interlayers, which reduces the horizontal wells sweep efficiency. The main objective of this research is to ensure the connectivity in the well-formation system, as well as to increase the lateral drainage area. The solution of these issues is undoubtedly a vital task for the oil and gas producing company.

The technology, as such, is not something new [2, 3, 4], however, in the settings of the E-OF (i.e. wells with horizontal uncased boreholes) and the increased length of the tunnels (100m and more), applying autonomous inclinometry is new. The practices described in this article may be of use, too not only, Well Operation departments in oil and gas production and service companies, but to research officers in design institutes and higher education facilities.

Acid Jet Tunneling (AJT) technology is by itself an operation of stimulating reservoir rock using a generated jet stream, coming out of a jet nozzle. The pressure, created inside the Coiled Tubing string, contributes to building a curve in the elbow bend of the bottom hole assembly (BHA) which results in jetting caverns

Advantages	Shortcomings
¹ Not high cost with regard to sidetracking	⁴ No geosteering and low capacity to predict the direction of tunnels
² No need to kill well and recover downhole equipment	⁵ Uncertainty (no inclinometer) of the knowledge about the direction of a tunnel
³ Higher probability of penetrating the maximum number of oil-saturated interlayers	
¹ Implementing an AJT operation is several-fold cheaper than the cost of 1 sidetracking job. Also, the technology has a potential of additional cost optimization of services, when it is replicated and the number of wells increases.	
² The wells of E-OF are operated using gas lift system predominantly. The size of BHA makes it possible to carry out jobs using production tubing pipes of 73mm without their pulling out, and consequently, without killing wells, which is an essential advantage of this technology, in the whole; and it also prevents the deterioration of reservoir properties and excludes additional costs of involving well service crews.	
³ As known, sidetracking is performed by means of drilling a single borehole, while the AJT technology makes it possible to produce 2 or more boreholes per one RIH/POOH operation and having 100m of the mother borehole length one can produce up to 4 multidirectional boreholes, thus, raising the possibility of penetrating the maximum number of oil zones.	
⁵ The result of tunneling is registered by an autonomous subsurface inclinometer whose data can be read only after the equipment is pulled out of the well bore. This shortcoming, along with the increased number of RIH/POOH operations, bears the risks of tunneling into gas/oil and oil/gas contact zones, which determines the need to limit the well bore length.	

Table 1: Advantages and shortcomings of AJT technology

Преимущества	Недостатки
¹ Невысокая стоимость относительно реззки бокового ствола (ЗБС)	⁴ Отсутствие геонавигации и низкое прогнозирование направления туннелей
² Отсутствие необходимости глушения скважины и извлечения глубинного оборудования	⁵ Неопределённость (без инклинометра) направления канала при туннелировании
³ Повышенная вероятность вскрытия максимального количества нефтенасыщенных пропластков	
¹ Проведение КСТ кратно дешевле относительно стоимости затрат на проведение 1 скважино-операции ЗБС. Также, технология имеет потенциал дополнительной оптимизации стоимости услуг, при выходе на тиражирование и увеличении количества скважин-кандидатов.	
² Скважины ВУ ОНГКМ эксплуатируются преимущественно газлифтным методом. Габариты КНК позволяют производить операции через насосно-компрессорные трубы (НКТ)Ø 73 мм без их извлечения и соответственно без глушения скважин, что является неотъемлемым преимуществом технологии и в целом предотвращает ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта и исключает дополнительные затраты на привлечение бригад подземного ремонта скважин.	
³ Как известно, ЗБС проводится посредством бурения одного ствола, КСТ позволяет туннелировать за 1 СПО 2 ствола и более, а на 100 м интервала материнского ствола до 4 разнонаправленных стволов, тем самым увеличивается вероятность вскрытия наибольшего количества нефтенасыщенных интервалов.	
⁵ Результат туннелирования фиксируется глубинным автономным инклинометром, показания которого считываются после извлечения оборудования из скважины. Подобный недостаток помимо увеличения количества СПО несёт за собой риски по туннелированию ствола в зону газонефтяного и водонефтяного контактов (ГНК и ВНК), что обязывает ограничивать длину ствола скважины.	

Таблица 1: Преимущества и недостатки КСТ

в данной технологии обусловлено скоростью спускоподъемных операций (СПО), а также возможностью трубы к нагрузкам при наборе угла в 90° на участок 10 м и менее. Типоразмер ГНКТ подбирается из расчета технической возможности передавать усилие на КНК, для работ применялась гибкая труба (ГТ) Ø 38,1 мм и 44,4 мм.

Технология имеет явные преимущества и ряд зон роста или неопределённостей (таблица 1).

Спускаемая в скважину компоновка предложена компанией ООО «ФракДжет-Волга».

При проведении работ КНК на ГНКТ спускается через эксплуатационную НКТ (рисунок 1). В качестве закачиваемого агента на ВУ ОНГКМ применялась соляная кислота (HCl) с концентрацией 5-12 %.

Реализация КСТ

Для реализации технологии были подобраны 2 горизонтальные скважины с не обсаженным стволом: G и AG ВУ ОНГКМ. Кандидаты характеризуются значительной мощностью продуктивного пласта и высокой расчленённостью, параметры работы скважины до ГТМ отражены в

in the well borehole, and finally, in the development of tunnels. Later on, the acid jet stream creates a cavern in front of the BHA, which then contributes to developing a tunnel. When selecting the working pressure parameters, the rocks elastic deformation has to be taken into account; for instance, with argillites and carbonates it can reach some 70 MPa. The application of Coiled Tubing adoption is determined by the speed of the run-in-hole/pool-out-of-hole (RIH/POOH) operations, as well as the capacity of the pipes to sustain stress with up to 90 degrees of slide down in a 10m section or less. The type and size of the Coiled Tubing pipe is selected in accordance with its designed capability to transfer force to the BHA; 38.1mm and 44.4mm pipe diameters were used in this project.

The technology has number of advantages and disadvantages (Table 1).

The run-in-hole BHA was offered by the “FracJet-Volga” LLC company.

When the BHA jobs are performed, the Coiled Tubing string is run-in-hole using a production string (Fig.1). Hydrochloric acid (HCl) was used as a repressuring medium at the E-OF, in concentration of 5 to 12%.

Implementation of AJT technology

2 Horizontal wells with uncased boreholes were picked to take part in the trial. The candidate wells were featured with considerable productive formation thickness and a high degree of stratification; the well operation parameters, prior to the well intervention, are presented in Table 3. The AJT design for Well G had provisions for increasing the plugged back total depth, thus, substantiating the potential of the technology to predict the direction of subsequent tunnels. Operations at Well G made it possible to build 9 tunnels with the total length of 590.5m, the total consumption of hydrochloric acid amounted to 949.6m³ at the same time; sidetracking jobs were performed using process water as well (see Table 2). The work performance process is highlighted in Figure 2. As seen from Figure 3 all of the tunnels penetrated the overlying sublayers, however, beside the top formation zone, the bottom part of the reservoir is of pretty high geological interest. Speaking about apparent disadvantages, the following aspects of implementing the technology at Well G can be highlighted:

- High accident incidence rate of the technology – 4

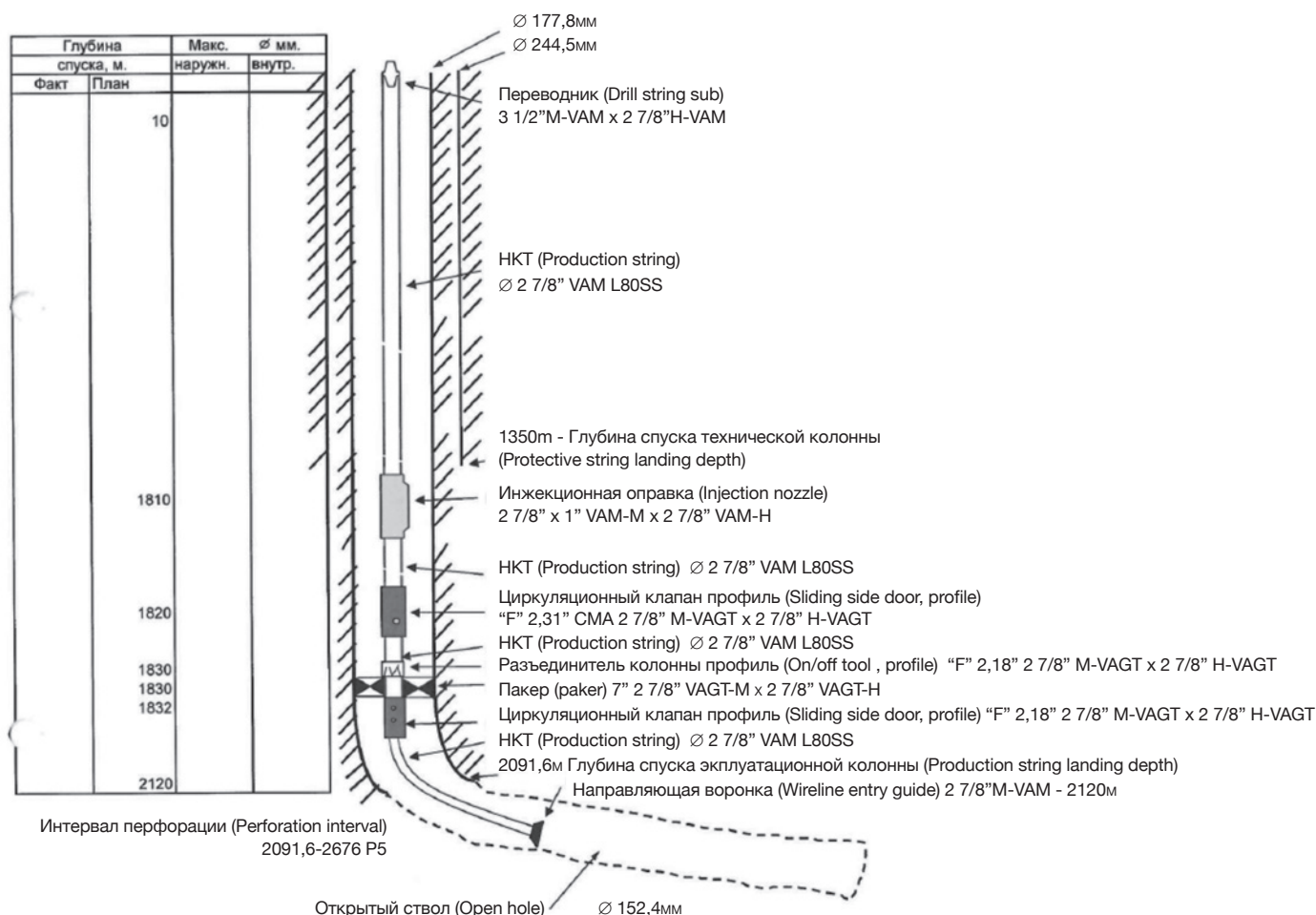


Рисунок 1: Типовая схема глубинного оборудования газлифтной скважины

Fig.1: Typical diagram of the bottomhole assembly of a gas lift well

таблица 3. Дизайн КСТ на скважине G подразумевал углубление искусственного забоя, тем самым подтверждались возможности технологии и прогнозировалось направление последующих каналов. На скважине G удалось построить 9 каналов общей протяжённостью 590,5 м, при этом общий расход соляной кислоты составил 949,6 м³, также зарезки каналов производились на технической воде (таблица 2). Процесс производства работ отражён на рисунке 2. Как видно из рисунка 3 все каналы вскрыли верхнележащие пропластки, однако помимо кровельной зоны пласта немалый геологический интерес представляет подошвенная часть пласта. Из явных недостатков реализации технологии на скважине G выделяются:

- Высокая аварийность технологии – 4 отказа оборудования (3 – сломы КНК, 1 – негерметичность КНК);
- Большой объём закачки кислотного состава, который осложняет и увеличивает срок освоения скважины (отбора HCl и продуктов реакции);
- Зарезка стволов осуществляется только вверх, не вовлекая при этом нижележащие пропластки;

cases of equipment failure (3 – BHA breakdown, 1 – BHA leaks);

- Large volume of the injected acid composition complicates and extends the period for well completion (HCl and recovering the remaining neutralized acid);
- Sidetracking is carried out upwards only, not involving the underlying sublayers;



Рисунок 2: Производство работ по КСТ на скважине G

Fig. 2: Carrying out the AJT works at Well G

Скважина Well	№ канала Tunnel №	Интервал канала, м Tunnel interval, m	Концентрация соляной кислоты, % Hydrochloric acid concentration, %	Факт, длина канала, м Actual tunnel length, m	Факт, кислотного состава, м³ Actual acid composition, m³
G	1	2751-2782	10	53,7	157
	2	2667,5-2775,5	10	108	105
	3	2585,5-2596,6	10	11,1	43
	4	2575-2675,5	10	100,5	117
	5	2510,7-2594,5	10	83,8	129,6
	6	2494-2569,2	10	75,2	127
	7	2410-2483,6	12	73,6	117
	8	2375-2389,6	10	14,6	47,4
	9	2190-2260	10	70	106,6
	Суммарный показатель / Cumulative Indicator:			590,5	949,6
AG	1	2818,9-2873,3	10	54,4	160
	2	2768,9-2818,9	10	50	114
	3	2670-2695,1	10	25,1	157
	4	2628-2668,8	10	40,8	146,8
	5	2785-2835	10	50	87,2
	6	2410-2489	10	79	210,2
	7	2370-2450	10	80	137
	Суммарный показатель / Cumulative Indicator:			379,3	1012,2
2G	1	2657,8-2730	10	72,2	157
	2	2580-2635,2	10	50,2	111
	3	2552,6-2606,9	10	54,3	154
	4	2481,9-2547	10	65,1	154
	5	2458-2523	10	65	154
	6	2415,8-2452,7	10	36,9	109
	7	2295-2360	10	65	186
	8	2270-2335	10	65	153
	9	2195-2260	10	65	165
	Суммарный показатель / Cumulative Indicator:			538,7	1343

Таблица 2: Результаты КСТ на скважинах G, AG и 2G

Table 2: The results of the AJT works at Wells G, AG and 2G

Опыт реализации технологии КСТ на скважине G был учтён при проведении КСТ на скважине AG. Также была реализована гипотеза о проведении КСТ на депрессии, которая позволила бы отбирать продукты реакции (нейтрализованный кислотный состав и частицы разрушенной горной породы), а также увеличение эффекта расклинивания за счёт снижения противодавления на пласт. Реализовывалось КСТ на депрессии посредством запуска системы газлифт: подача в затрубное пространство активного газа, открытие

The experience of implementing AJT technology at Well G was taken into account while carrying out the AJT works at Well AG. Additionally, a hypothesis for performing underbalanced AJT operations was tested and implemented which would enable recovering the wellbore waste (neutralized acid and rock particles), as well as enhancing the wedging effect due to the reduced formation back pressure. The underbalanced AJT wells were implemented using a gas lift system: active gas was pumped into the annulus, a manifold valve opened, and the fluid was recovered from the borehole (Figure

коллекторной задвижки, отбор жидкости из ствола скважины (рисунок 1). Однако во время намыва туннеля отбор скважинной жидкости временно приостанавливается, так как во время поступления активного газа в НКТ происходит искажение индикации веса ГНКТ, что не позволяет подтвердить факт отхода туннеля от материнского ствола посредством разгрузки КНК на забой сформировавшегося канала. При проведении КСТ на депрессии осуществлялся анализ проб отбираемой жидкости, оценивались водородный показатель (рН), плотность, обводнённость, наличие механических примесей. Ключевым показателем являлся рН, при значении $\text{pH} < 3$ работа системы «газлифт» останавливалась, с целью недопущения коррозии нефтесборного коллектора. Возобновление отбора жидкости осуществлялось только после появления жидкости со значением $\text{pH} \geq 3$. В целом по скважине АГ построено 7 каналов общей протяжённостью 379,3 м, при этом общий расход соляной кислоты составил 1012,2 м³ (таблица 2).

1-ый туннель строился с целью углубления искусственного забоя. В результате работ каналы сформировались в направлении кровли (вверх – 2 канала) и подошвы (вниз – 5 каналов) пласта (рисунок 4), что позволяет убедиться в достоверности одной из двух или обеих одновременно гипотез:

- ГНКТ $\varnothing$ 38,1 мм являясь менее жёсткой системой позволяет производить туннелирование как в направлении кровли (29 %), так и в направлении подошвы (71 %) пласта в отличие от ГНКТ $\varnothing$ 44,45 мм, которая позволяет строить стволы исключительно по направлению кровли пласта (100 %);
- 1-ый ствол, направленный на удлинение искусственного забоя, является индикатором направления последующих стволов.

По скважине Г сходимость последней гипотезы составляет 100 %, по АГ – 71 %, что в целом объясняется индивидуальной особенностью проводки материнских стволов и литологической характеристикой скважин.

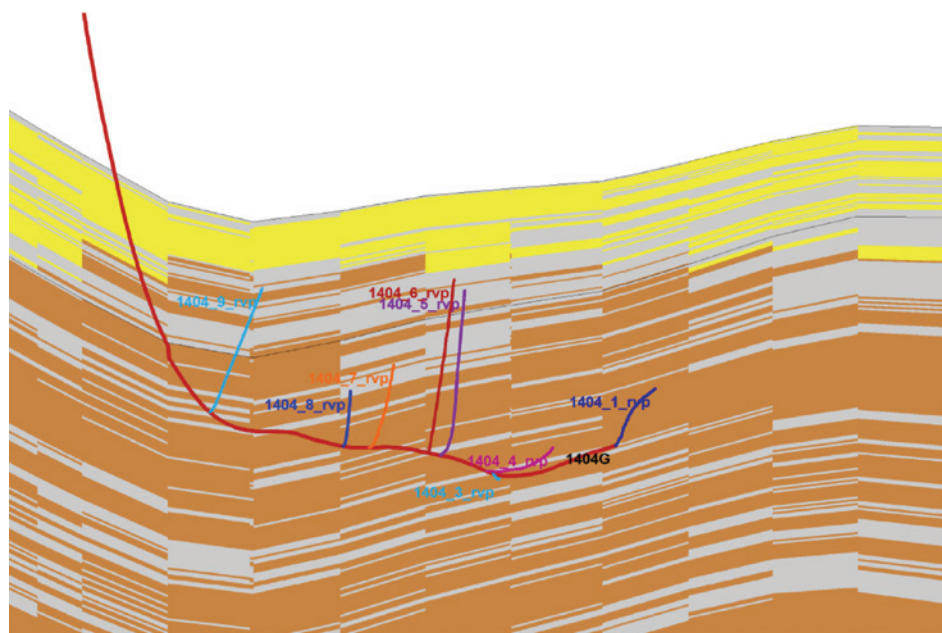


Рисунок 3: Результаты КСТ на скважине Г ВУ ОНГКМ на геологическом разрезе куба насыщения

Fig. 3: The results of the AJT works at Well G of the E-OF in the geological section of the saturation cube

1). However, the recovery of the borehole fluid was temporarily stopped a tunnel washout, since the Coiled Tubing weight indication readings were actually distorted while active gas was pumped into the tubing, which made it impossible to be sure that the tunnel was really deviating from the mother borehole while the BHA stress relief was applied towards the tunnel being generated. When carrying out the underbalanced AJT works, the recovered fluid samples were analyzed, with an estimation of the hydrogen value (pH factor), density, water cut, and presence of mechanical impurities. The pH value was the key indicator; with the value of $\text{pH} < 3$ the gas lift system operation would be stopped, with a view to prevent the oil-gathering main to corrosion. The fluid recovery would be resumed only after the fluid value would regain its parameter of $\text{pH} \geq 3$. In the whole, 7 tunnels were built at Well AG, with the total length of 379.3m, and the total consumption of hydrochloric acid of up to 1012.2m³ (Table 2).

The first tunnel was built with the view to deepen the plugged back total depth. As a result of this job, the tunnels were formed towards the formation top (2 tunnels) and towards the formation bottom too (5 tunnels) (Figure 4), which allows us to speak about the success of at least one of the two hypotheses, or maybe even of the both of them:

- The 38.1mm Coiled Tubing, being a less rigid system, makes it possible to perform tunneling in both directions – towards the formation top (29%), and towards the formation bottom (71%), compared to

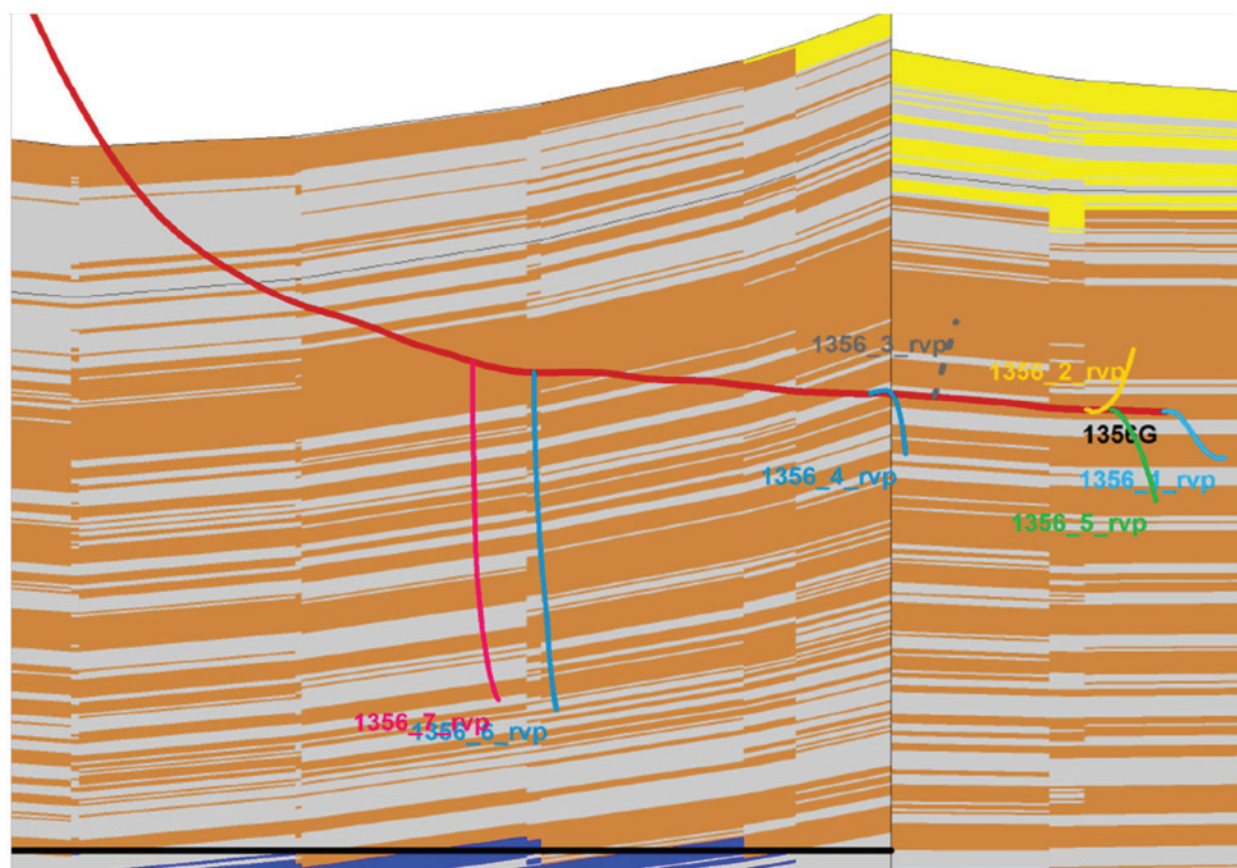
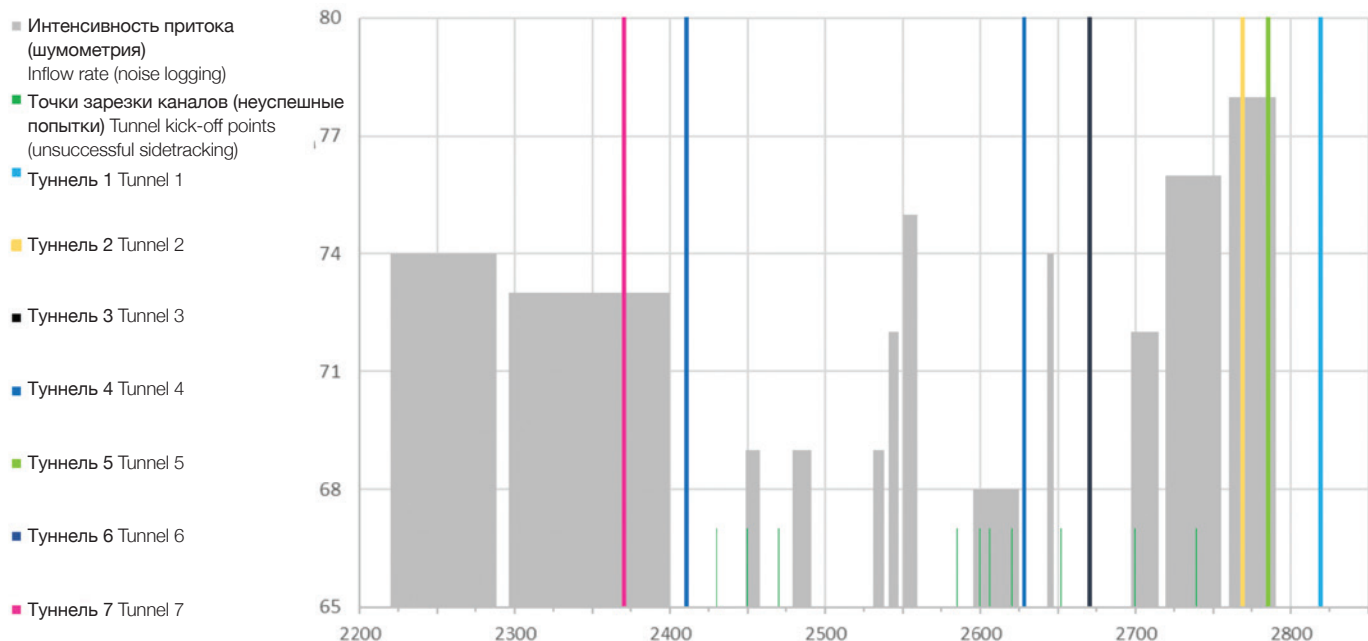


Рисунок 4: Результаты шумометрии (сверху) и КСТ на геологическом разрезе куба насыщения (снизу) скважины AG ВУ ОНГКМ
Fig. 4: The results of noise logging (at the top) and AJT in the geological section of the saturation cube (at the bottom) of Well AG at the E-OF

Завершающей стадией работ предполагалось опробование модернизационных решений технологии на скважине 2G. Всего построено 9 каналов общей протяжённостью 538,7 м, при этом общий расход соляной кислоты составил 1343 м³ (таблица 3). Как видно из рисунка 5 удалось

44.45mm Coiled Tubing; the latter makes it possible to only build tunnels directed at the top of formation (100%);

- The first tunnel, designed to extend the plugged back total depth, serves as an indicator of direction for subsequent tunnels.

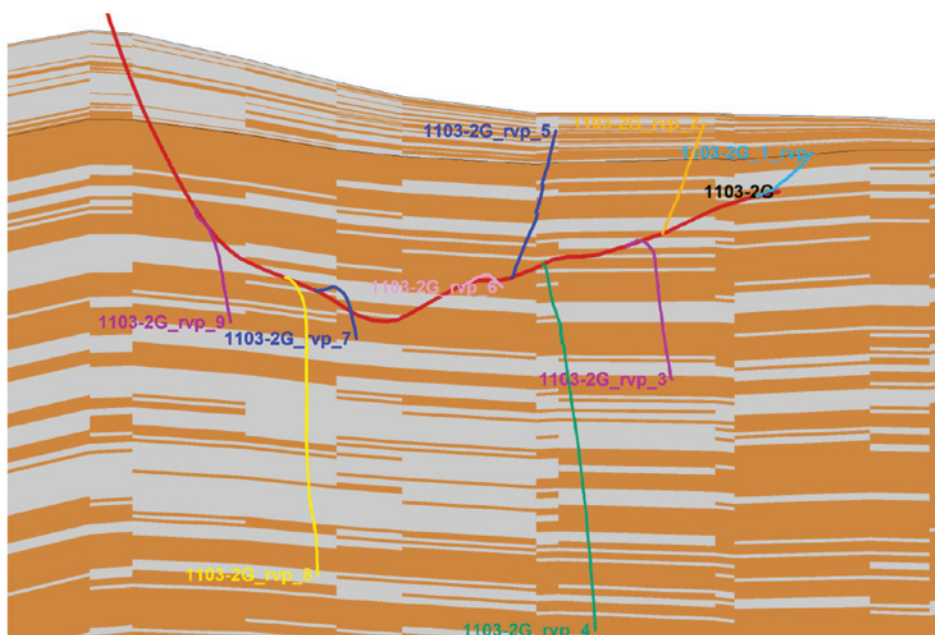


Рисунок 5: Результаты КСТ на скважине 2G ВУ ОНГКМ на геологическом разрезе куба насыщения

Fig. 5: The results of the AJT works at Well 2G of the E-OF in the geological section of the saturation cube

достигнуть «дендрического» разветвления, что позволило подключить ранее невовлечённые в разработку нефтенасыщенные пропластки. Также удалось увеличить скорость работ с 50 до 18 суток на 1 операцию КСТ. По данной скважине проводилась шумометрия после КСТ, по результату которой видно (рисунок 4), что основной приток скважины связан с 7 каналом (50 %). Предполагается, что 7 канал вскрыл зону естественной трещиноватости коллектора, проницаемость которой на порядок выше матричной. Также отмечается работа 2 и 5 канала (жёлтый и зелёный цвета на рисунке 4). Наблюдается приток пластового флюида в зонах неуспешных зарезок каналов (короткие зелёные столбы на рисунке 4), что является возможным эффектом от проведения кислотной ванны в этих интервалах. Важно отметить, что не по всем каналам зафиксирован приток (3 и 6 каналы), но данное явление подтверждает закономерность «чем больше каналов, тем выше вероятность кратного увеличения дебита нефти скважины».

Что касается гипотез по выявлению причин ориентирования каналов с ГНКТ, то по опыту скважины 2G можно сказать, что в большей степени ориентирование по азимуту достигалось применением менее жёсткой (группа прочности) ГНКТ по направлению кровли пласта: 6 из 9 стволов построились в направлении подошвы пласта (66 %), хотя первый ствол на удлинение искусственного забоя был построен в направлении кровли, что

The latter hypothesis was confirmed by 100% at Well G, while its convergence at Well AG was only 71%, which can be explained by special features of drilling the mother boreholes and the lithological characteristics of the wells.

The concluding phase of the project was meant to be devoted to trying the technology's modernization solutions at Well 2G. Overall, 9 tunnels were built, with the total length of 538.7m, and the total consumption of hydrochloric acid of up to 1343m³ (Table 3). As seen from Figure 5, a "dendritic" branching pattern was achieved, which made it possible to include into development those oil-saturated interlayers that had not been involved before. Also, it was managed to achieve the

increase of the job speed from 50 to 18 days per 1 AJT operation. Noise logging was carried out after the AJT job on this well, using the results of which (Figure 4) the main inflow of the well was associated with Tunnel 7 (50%). It is supposed that Tunnel 7 has penetrated the reservoir natural fracturing area whose permeability is an order of magnitude higher than the one of the matrix rock. The contribution of Tunnels 2 and 5 has been also noticed (highlighted yellow and green in Figure 4). Some inflow of the formation fluid can be seen in the areas of previously unsuccessful sidetracking (short green columns in Figure 4), which may be a probable effect of the acid bath performed in these intervals. It is important to note that the inflow was not present at each tunnel (tunnels 3 and 6 are meant, in particular) but this phenomenon just proves "the probability of higher oil flow rate if a well has higher number of tunnels made in it".

As for the hypotheses explaining the causes of the tunnel orientation while using the Coiled Tubing pipe, the practices of Well 2G confirmed that the azimuthal orientation was mostly achieved due to the use of less rigid (by drill pipe grade) Coiled Tubing pipe towards the top of formation: 6 of 9 boreholes formed up towards the bottom of formation (66%), although the first borehole, designed for extending plugged back total depth, was built in the direction of the top of formation, thus, confirming the unreliability of the hypothesis that the first tunnel may serve as an indicator of the direction for the rest of well tunnels.

Скважина	Вид ГТМ	Диаметр ГНКТ, мм	дата начала работ	дата окончания работ	Длительность	Остановочные параметры				Способ эксплуатации	Режим работы	Время работы/накопления	Плановый прирост $Q_{н\text{п}}$ т/сут	Фактический прирост $Q_{н\text{ф}}$ т/сут	Текущие параметры			
						$Q_{ж\text{п}}$ м³/сут	$Q_{н\text{п}}$ т/сут	обв, %	дебит газа, тыс. м³/сут						$Q_{ж\text{ф}}$ м³/сут	$Q_{н\text{ф}}$ т/сут	обв, %	дебит газа, тыс. м³/сут
G	КСТ	44	10.06.2020	30.07.2020	50	4,9	4,1	0	2,9	газlift	периодический	24/24	8,2	8,4	24	12,5	44,9	20,3
AG	КСТ	38	15.07.2020	17.08.2020	33	13,3	11,4	0	8,2	газlift	постоянный	-	11,3	44,1	93	55,5	31,6	42,5
2G	КСТ	38	21.08.2020	08.09.2020	18	7,7	6,4	0,4	3,5	газlift	постоянный	-	8,1	-	-	-	-	-

Таблица 3: Параметры работы скважин до и после проведения КСТ

подтверждает недостоверность гипотезы индикации направления стволов скважин по направлению 1-ого ствола.

Скважины G и AG были запущены по фонду с приростами дебита нефти 8,4 и 44,1 т/сут, Кпрод увеличился с 0,12 до 0,4 и с 0,29 до 2,2 ед. соответственно, по G отобрано воды на момент запуска 752 м³ или 79 % от закачанного объема, по AG отобрано воды 869 м³ или 86 %.

Выводы и рекомендации

После выполнения работ на скважинах G, AG и 2G были сделаны следующие выводы:

- 1) Отказ узлов КНК происходит в результате комплексного воздействия осевых нагрузок, воздействия соляной кислоты и сероводорода (до 6 % в составе пластового флюида), и абразивного разрушения целостности КНК горной породой в интервале открытого ствола скважины при СПО, что приводит к ухудшению физических свойств материала (водородное растрескивание и водородная коррозия);
- 2) Целесообразно промывочные насадки заменять после 2 СПО;
- 3) Из-за высокой жёсткости ГНКТ диаметром 44,45 мм провести работы на ГНКТ диаметром 38,1 мм для увеличения вероятности изгиба ГНКТ и вовлечения нижележащих пропластков;
- 4) Из-за отсутствия информации о траектории туннелирования в режиме реального времени существуют риски проникновения канала в зоны ГНК и ВНК, что обязывает ограничивать длины каналов и тем самым сокращать потенциал увеличения Кохв, оптимальным решением является внедрение инклинометрии в режиме on-line, позволяющее увеличить потенциал применения

Wells G and AG were convert to production, as part of the well stock, with flow rates of 8.4 and 44.1 ton/day, correspondingly. The values of Kprod increased from 0.12 to 0.4, and from 0.29 to 2.2, correspondingly, 752m³ or 79% of the injected volume was recovered at Well G at the moment of its turning into operation, while the volume of recovered water amounted to 869m³ or 86% at Well AG.

Conclusions and Recommendations

The following conclusions were made upon the completion of works at Wells G, AG and 2G:

- 1) The failure of BHA units took place as a result of axial stresses, the strength of the hydrochloric acid and hydrogen sulphide (up to 6% in the formation fluid composition), and the abrasive effect on the integrity of BHA caused by rocks in the open hole interval while performing RIH/POOH operations, which resulted in deterioration of the physical material properties (the so called, hydrogen-induced cracking and hydrogen-induced corrosion);
- 2) It is advisable to replace the flushing nozzles after 2 RIH/POOH jobs;
- 3) Due to the high rigidness of the 44.45 mm Coiled Tubing pipe, the 38.1 mm is advised to be used in the jobs, to increase the radius of the Coiled Tubing bend and the probability of bringing the underlying interlayers into the development;
- 4) Since no information is available regarding the trajectory of the tunnel in real-time mode, certain risks exist that tunnels might penetrate the GOC and OGC zones, which leads to the necessity of limiting tunnel length, thus, reducing the potential sweep zone Ksw; directional logging survey in real-time mode could be an optimal solution here, which would enable enhancing the technology implementation potential by involving risky candidate wells;

Well	Well work type	CT diam., mm	Job start date	Job completion date	Job duration, days	Work stoppage parameters				Lift method	Drive mechanism	Operation/Accumulation time, hours	Targeted increment Q_{oil} , ton/d	Actual increment Q_{oil} , ton/d	Current parameters			
						Q_{FL} , m ³ /d	Q_{oil} , ton/d	WC, %	Gas flow rate, thous. m ³ /day						Q_{FL} , m ³ /d	Q_{oil} , ton/d	WC, %	Gas flow rate, thous. m ³ /day
G	AJT	44	10.06.2020	30.07.2020	50	4,9	4,1	0	2,9	Gas lift	intermittent	24/24	8,2	8,4	24	12,5	44,9	20,3
AG	AJT	38	15.07.2020	17.08.2020	33	13,3	11,4	0	8,2	Gas lift	constant	-	11,3	44,1	93	55,5	31,6	42,5
2G	AJT	38	21.08.2020	08.09.2020	18	7,7	6,4	0,4	3,5	Gas lift	constant	-	8,1	-	-	-	-	-

Table 3: Well operation parameters before and after AJT jobs

технологии за счёт вовлечения рискованных скважин кандидатов;

5) КСТ на депрессии зарекомендовало себя как щадящий способ стимуляции скважины;

6) Во время работы системы «газлифт» осуществляется отбор продуктов реакции, разные направления векторов движения флюидов (отбор продуктов реакции в НКТ и закачка HCl по ГНКТ) осложняют процесс резки за счёт искажения данных индикатора веса, поэтому целесообразно на время резки канала останавливать подачу активного газа и закрывать коллекторную задвижку;

7) Удалось построить каналы в направлении подошвы пласта (вниз) на что повлияли факторы одной самостоятельной либо синергии двух гипотез (применение менее жесткой ГНКТ и/или особенности проводки материнского ствола скважины);

8) Удалось увеличить эффективность затрат времени т.е. с 50 до 18 суток/операцию. Максимальная скорость проходки в свою очередь, была увеличена до 80 м/сут;

9) На скважинах G и AG по результатам проведения КСТ получены приросты дебитов нефти 8,4(+204 %) и 44,1 т/сут (+386 %), Кпрод увеличился с 0,12 до 0,4 и с 0,29 до 2,2 ед. соответственно;

10) Технология имеет огромный потенциал, может активно использоваться для продления фонтанного режима работы скважины без привлечения бригады КРС, на газлифтных нефтяных, газовых скважинах и скважинах эксплуатирующихся механизированным способом с привлечением бригады КРС.

Коллектив авторов выражает благодарность компании ООО «ФракДжет-Волга» за выполнение

5) The underbalanced AJT operation has recommended itself as a light well stimulation mode;

6) The process of a gas lift system operation involves the recovery of the neutralized products when different fluid motion vectors (the recovery of neutralized products from the tubing and the pumping of HCl using Coiled Tubing string) complicate the process of sidetracking due to the fact that the weight indication data is distorted; therefore, it is advisable to stop the delivery of active gas for the periods when sidetracking takes place, shutting down the manifold valve;

7) To build tunnels in the direction of the formation bottom (downwards), which were effected by one of the two hypotheses or the synergy of the both of them (the use of less rigid Coiled Tubing pipe) and/or due to certain distinctive features of drilling the mother borehole of the well;

8) An increase the efficiency of time taken per job reduced the days required from 50 to 18 days per one job. The maximum penetrating speed, grew to 80 m/day;

9) As a result of the performed AJT jobs, the incremented oil flow rates, obtained at Wells G and AG, amounted to 8.4(+204%) and 44.1 (+386%) tons/day, Kprod increased from 0.12 to 0.4 and from 0.29 to 2.2, correspondingly.

10) The technology has a great potential and can be actively used for extending the free-flow production period of a well without involving workover crews and it can be also applied at gas lift oil and gas wells operated with artificial lift with participation of workover crews.

The team of the authors expresses their thanks to the «FracJet-Volga» LLC company for carrying out the works, to «Gasprom Neft Orenburg» and the «Research and Development Center» LLC (NTC) for their all-out support



работ, ООО «Газпромнефть-Оренбург» и ООО «Научно-Технический Центр» за всестороннюю поддержку в реализации технологии «Кислотоструйное туннелирование с ГНКТ» проведенное впервые в периметре ПАО «Газпром нефть».

Использованная литература

- 1 Технологический проект разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области / АО «ТАНДЕМ».
- 2 Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 54–57.
- 3 Эффективность реализации технологии радиального бурения и матричных кислотных обработок карбонатных коллекторов месторождений Пермского края / Д.В. Новокрещенных, А.В. Распопов // Нефтепромышленное дело. – 2016. – № 4. – С. 118-121.
- 4 Stanley F.O. Global application of coiled-tubing acid tunneling yields effective carbonate stimulation / F.O. Stanley, L.N. Portman, J.D. Diaz, R. Leonard Darmawan, J.P. Strasberg, J.S. Clark, M.S. Navarro // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010. – SPE 135604.

in the implementation of the “Acid Jet Tunneling Using Coiled Tubing” technology which was implemented for the first time within the boundaries of “Gasprom Neft” PJSC”.

References

- 1 The Engineering Design of the Development of the Eastern Part of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field in the Orenburg Region / “TANDEM” JSC”.
- 2 D.V. Novokreshchennykh, A.V. Raspopov. The Prospects for Development of the Radial Drilling Technologies at the Fields of the Perm Territory // «Neftyanoye Khozyaistvo» (Oil Industry) magazine – 2014 – Issue 3 – pp.54-57.
- 3 The Efficiency of Implementing the Technology of Radial Drilling and Matrix Acidizing of the Carbonate Reservoirs at the Fields of the Perm Territory / D.V.Novokreshchennykh, A.V.Raspopov // «Neftepromyslovoye Delo»(Oil Field Engineering) – 2016 – Issue 4 – pp.118-121.
- 4 Stanley F.O. Global application of coiled-tubing acid tunneling yields effective carbonate stimulation / F.O. Stanley, L.N. Portman, J.D. Diaz, R. Leonard Darmawan, J.P. Strasberg, J.S. Clark, M.S. Navarro // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010. – SPE 135604.