

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

(из опыта работ на нефтегазовых месторождениях Туркменистана)

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY- VISCIOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

(based on work experience at oil and gas fields of Turkmenistan)

И.Б. БУРКИНСКИЙ, канд. экон. наук, магистр по добыче нефти и газа, Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., академик, профессор,
В.Н. БРОВЧУК, горный инженер по добыче нефти и газа, Я.М. БОЙКО, горный инженер по добыче нефти и газа,
ООО «Юг-Нефтегаз»

I.B. BURKINSKY, Ph.D. in Economics, Master of Oil and Gas Production, Yu.A. BALAKIROV, Doctor of Engineering, Academician,
Professor, V.N. BROVCHUK, Mining Engineer for Oil and Gas Production, Ya.M. BOYKO, Mining Engineer for Oil and Gas Production,
Yug-Neftegaz

Колтюбинговые технологии за последние 20 лет расширили диапазон своих работ от простых промывок песчаных и глинистых пробок до резки боковых стволов в существующих скважинах и бурения в осложненных условиях. Основную долю работ все же составляют промывки песчаных и глинистых пробок и работы по освоению скважин после гидравлического разрыва пласта (ГРП). Малая часть работ с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки приходится на ограничение водопритока и ремонтно-изоляционные работы (РИР) – установку цементных мостов (ЦМ) для отсекаания обводнившейся части продуктивного горизонта.

Применение колтюбинговых технологий в области ограничения водопритока в скважину ограничено из-за небольшого ассортимента тампонажных и изоляционных материалов, применение которых связано с повышенным сопротивлением при их прокачке по трубам малого диаметра.

Для решения проблемы повышенных сопротивлений при прокачке тампонажных и

Over the recent 20 years the application of coiled tubing technologies has expanded from simple sand and clay plug removal to sidetracking in existing wells and drilling in complicated conditions. However, the majority of works performed with coiled tubing is removal of sand and clay plugs and well completion after hydraulic fracturing. Small amount of works with the use of coiled tube is accounted for by water shutoff and squeeze jobs – installation of cement bridges to cut off the watered-out part of the producing formation.

Usage of coiled tubing technologies in the sphere of water shutoff is restricted due to small variety of plugging and sealing materials; application of such materials is associated with higher resistance when they are injected through small-diameter tubes.

To resolve the high resistance problem when injecting plugging and sealing materials through the small-diameter coiled tubes, experts of Yug-Neftegaz used several technological schemes and

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY-VISCOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

изоляционных материалов по гибкой трубе малого диаметра специалистами компании «Юг-Нефтегаз» было использовано несколько технологических схем и приемов, применение которых показало достаточно высокую эффективность при проведении работ по ограничению водопритока в добывающих скважинах на нефтяных месторождениях государственного концерна (ГК) «Туркменнефть».

Традиционно на туркменских нефтяных месторождениях для проведения РИР применяются цементные и цемента-известковые растворы с закачкой их под давлением непосредственно в обводненный интервал перфорации. Проведение технологии РИР с применением цементных и цементно-бentonитовых растворов часто не приводит к положительным результатам, что связано со сложностью целенаправленного и избирательного заполнения цементным раствором каналов поступления воды и отрицательным влиянием цементных растворов на фильтрационную характеристику нефтенасыщенного коллектора. Селективности при проведении данного вида работ добиться невозможно и в основном водонасыщенная и нефтенасыщенная части коллектора отсекаются цементным мостом. В дальнейшем проводят работы по разбуhrиванию ЦМ с последующей перфорацией и освоением, но, как показывает практика, это не всегда позволяет вывести скважину на стабильный режим эксплуатации из-за сильной коьматации продуктивного горизонта цементным (цементно-известковым) раствором. В основном после РИР приходится переходить на вышележащий продуктивный горизонт, что влечет за собой неполную выработку запасов, снижение коэффициента извлечения нефти и в конечном счете сказывается на общих экономических показателях нефтедобычи по горизонтам в отдельности и по месторождению в целом.

При проведении работ по ограничению водопритока на нефтяных месторождениях Туркменистана с применением стандартного оборудования (подъемных установок) специалисты компании «Юг-Нефтегаз» столкнулись со сложностями при глушении скважин и с последующим их освоением. Основной причиной этому являются низкие (посаженные) пластовые давления по основным добывающим горизонтам на месторождениях Готурдепе и Барса-Гельмес ГК «Туркменнефть».

Используемые жидкости глушения обладают повышенной плотностью от 1,18 г/см³ и выше, что приводит к поглощению их в больших объемах, образованию в ПЗП необратимых высоковязких эмульсий, а в случае глушения скважин глинистым раствором – глинизации коллектора и, как следствие, ухудшению его фильтрационных характеристик.

methods that proved their quite high efficiency during water shutoff works in the producing wells at the oilfields of Turkmenneft State Concern.

During squeeze jobs at Turkmen oilfields traditionally cement and cement-lime solutions injected under pressure directly to the watered-out perforation interval were used. Very often squeeze jobs with the use of cement and cement-lime solutions do not yield good results due to complexity of targeted and selective injection of cement to the water inflow channels and due to negative effect cement solutions have on the filtration characteristics of the oil saturated reservoir. It is impossible to achieve selectivity during this kind of works and usually both water saturated and oil saturated parts of reservoir are cut off by the cement bridge. Further on the cement bridge is drilled, well perforated and completed, but as practice shows this does not always allow bringing the well to stable operation due to heavy clogging of the productive horizon with cement (cement-lime) solution. In the majority of cases after this type of squeeze job it was necessary to start operation of the overlying productive formation leading to incomplete recovery of reserves, reduction of oil recovery factor and finally affecting the overall economic performance of individual reservoirs and the whole oilfield.

When using standard equipment (hoist units) for performance of squeeze jobs at the oilfields of Turkmenistan, experts of Yug-Neftgaz faced certain difficulties in killing wells and their subsequent completion. The main reason for this was low reservoir pressures at the main producing horizons of Goturdepe and Barsa-Gelmes oilfields belonging to Turkmenneft State Concern.

Applied well killing fluids have increased density of 1.18 g/cm³ and above what leads to bulk absorption of such fluids, formation of irreversible highly viscous emulsions in the bottomhole formation zone, and in case of well killing with clay fluids it leads to claying of the collector and, consequently, deterioration of its filtration characteristics.

All these negative features take place at the stage of preparatory works leading to skin factor increase and clogging of the productive reservoir [1].

As a consequence, the experts face difficulties in well completion (well completion time is 7 to 15 days) resulting in considerable oil losses and increase of current workover costs.

Performance of water shutoff works with the use of coiled tubing allows avoiding the abovementioned shortcomings.

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Все эти негативные моменты происходят на этапе подготовительных работ, что приводит к повышению скин-фактора и кольматации продуктивного пласта [1].

Как следствие, специалисты сталкиваются со сложностями при освоении скважин (время освоения составляет от 7 до 15 дней), что приводит к значительным потерям нефти и существенному увеличению текущих затрат на проведение КРС.

Одним из способов проведения работ по ограничению водопритока, исключающим указанные выше недостатки, является выполнение их с использованием гибкой трубы колтубинговой установки.

Отличительной особенностью технологии водоизоляции и ограничения водопритоков в нефтяных и газовых скважинах, разработанной компанией «Юг-Нефтегаз», является подбор рецептуры, вязкостных и реологических свойств тампонажных материалов, позволяющих прокачать их через трубу малого диаметра, а также регулирование их прочностных (изоляционных) свойств непосредственно в призабойной зоне пласта (ПЗП) [2]. Это достигается за счет наличия в тампонажных и изоляционных растворах магнитоактивных частичек, которые под действием магнитного поля, создаваемого спущенным на гибкой трубе (или НКТ) магнитным генератором (МГ), двигаются по направлению к МГ и аккумулируются в обводненной части перфорированного интервала, создавая тем самым металлизированную изоляционную структуру повышенной прочности.

Для гибкой трубы колтубинговой установки специально разработан МГ малого диаметра, который через резьбовое соединение прикрепляется к гибкой трубе секциями по 1,0 м, в зависимости от интервала перфорации.

Отметим, что в нефтегазовой практике такая техника и технология применяется впервые, в связи с чем технологию можно считать инновационной и интеллектуальной.

Далее более подробно остановимся на тампонажных и изоляционных составах.

Из изоляционных материалов применяется водный раствор полиакриламида (ПАА). При попадании в пласт под действием пластовой воды и содержащихся в ней солей, температуры, а также дополнительно введенного сшивателя (концентрированного водного раствора соли трехвалентного металла) водный раствор ПАА образует прочно сшитую полимерную структуру. Благодаря селективности полимеризации структура создается только в обводненной части пласта, в нефтенасыщенной части высокомолекулярные соединения структуры не образуют и вымываются при последующем освоении скважины.

A distinctive feature of the technology of water shutoff and water insulation in oil and gas wells developed by Yug-Neftgaz is the accurate selection of the formula, viscosity and flow properties of plugging materials, enabling their injection through a small-diameter tube, as well as regulation of their hardness (insulation) properties straight in the bottomhole formation zone [2]. This is achieved by adding magnetic particles into the plugging and insulation materials; these particles under the influence of the magnetic field, created by the magnetic generator run into the well with the use of a coiled tube, move towards the magnetic generator, accumulate in the watered-out part of the perforated interval and create a high-strength metalized insulation structure.

A special small-diameter magnetic generator was developed for the coiled tubing. This generator is attached to a coiled tube by a threaded connection in 1-meter sections, depending on the perforation interval.

It should be emphasized that this is the first time such technology has been used in oil and gas practice, hence it can be considered an innovative and intelligent one.

And now let's speak in more detail about plugging and insulation compounds.

As for the insulation materials, polyacrylamide aqueous solution is applied. When this solution gets into the reservoir, under the influence of reservoir water and its salts, temperature and specially injected crosslinker (concentrated aqueous solution of three-valence metal salt) it creates a firmly crosslinked polymeric structure. Thanks to selective polymerization the structure is created only in the watered-out part of reservoir; high-molecular compounds do not create polymeric structures in the oil saturated parts of reservoir and are simply washed out during subsequent well completion.

Alongside the polyacrylamide, sodium silicate is also used. Its action principle is similar to that of polyacrylamide and is based on the compound's ability to interact with ions of multivalent metals and other coagulating agents and form gel systems that under reservoir conditions turn into solid plugging material. The main advantage of sodium silicate aqueous solutions is their low viscosity and good filtration ability in low-permeable rocks.

After insulation of a water-bearing interval its reservoir pressure restores to the original one after certain period of time, while in the bottomhole formation zone of the producing oil saturated interlayer a depression cone remains. Pressure

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY-VISCOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

Наряду с ПАА применяется также силикат натрия. Принцип его действия схож с полиакриламидом и основан на способности взаимодействовать с ионами поливалентных металлов и другими коагулирующими агентами и образовывать гелеобразные системы, которые в пластовых условиях образуют твердый тампонирующий материал. Преимуществом водных растворов силиката натрия является их невысокая вязкость и хорошая фильтруемость в низкопроницаемых породах.

После изоляции водоносного интервала пластовое давление в нем через некоторое время восстанавливается до начального, в то время как в ПЗП работающего нефтенасыщенного пропластка сохраняется воронка депрессии. Разность давлений изолированного и рабочего пропластков ведет к внутрипластовой депрессии на нефтенасыщенную часть пласта, что приводит к увеличению дебита нефти.

Благодаря использованию колтюбинговой установки появилась возможность проводить работы точечно-селективного характера, что экономит химические реагенты и уменьшает их потери и утечки.

Перед проведением водоизоляционных работ на скважине проводится целый комплекс геофизических исследований: определение профиля притока и профиля приемистости, состояния эксплуатационной колонны и забоя, наличие заколонных перетоков.

По результатам исследований рассчитываются плановые объемы химических реагентов и изоляционных растворов для данной скважины.

Перед спуском гибкую трубу оснащают разъединителем, обратным клапаном, магнитным генератором и промывочной насадкой типа «перо» и спускают со скоростью 0,3–0,4 м/с до верхних отверстий интервала перфорации. При наличии песчаной пробки гибкую трубу спускают до ее кровли, промывают песчаную пробку водным раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) или пенными системами до полного выноса пробки на поверхность. Далее устанавливают МГ с «пером» у верхних отверстий интервала перфорации. Через гибкую трубу закачивают расчетные объемы тампонирующих и изоляционных растворов до выхода из гибкой трубы при открытом кольцевом пространстве, затем закрывают кольцевое и продавливают в пласт при постоянном контроле давления закачки. В последнюю порцию изоляционного раствора добавляют магнитоактивные вещества. После продавки в пласт всего объема растворов гибкую трубу приподнимают, промывают от остатков тампонирующей жидкости и опускают в интервал перфорации для создания

разницы между изолированными и продуктивными слоями приводит к интраформальной депрессии на нефтенасыщенный слой, что приводит к увеличению дебита.

Благодаря использованию колтюбинговой установки возможно проведение работ точечно-селективным способом, что экономит химические реагенты и уменьшает их потери и утечки.

Перед проведением работ по водоизоляции интервала пластовое давление в нем через некоторое время восстанавливается до начального, в то время как в ПЗП работающего нефтенасыщенного пропластка сохраняется воронка депрессии. Разность давлений изолированного и рабочего пропластков ведет к внутрипластовой депрессии на нефтенасыщенную часть пласта, что приводит к увеличению дебита нефти.

Благодаря использованию колтюбинговой установки появилась возможность проводить работы точечно-селективного характера, что экономит химические реагенты и уменьшает их потери и утечки.

Перед спуском гибкую трубу оснащают разъединителем, обратным клапаном, магнитным генератором и промывочной насадкой типа «перо». Затем колтюбинговую трубу спускают со скоростью 0,3–0,4 м/с до верхних отверстий интервала перфорации. При наличии песчаной пробки колтюбинговую трубу спускают до ее кровли, промывают песчаную пробку водным раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) или пенными системами до полного выноса пробки на поверхность. Далее устанавливают МГ с «пером» у верхних отверстий интервала перфорации. Через колтюбинговую трубу закачивают расчетные объемы тампонирующих и изоляционных растворов до выхода из колтюбинговой трубы при открытом кольцевом пространстве, затем закрывают кольцевое и продавливают в пласт при постоянном контроле давления закачки. В последнюю порцию изоляционного раствора добавляют магнитоактивные вещества. После продавки в пласт всего объема растворов колтюбинговую трубу приподнимают, промывают от остатков тампонирующей жидкости и опускают в интервал перфорации для создания

разницы между изолированными и продуктивными слоями приводит к интраформальной депрессии на нефтенасыщенный слой, что приводит к увеличению дебита.

Большинство скважин в Туркменистане эксплуатируется методом газлифта с установкой газлифтовых клапанов вдоль длины продуктивной колонны. Именно поэтому использование колтюбинговой установки позволяет сократить время подготовительных работ, так как при использовании традиционного оборудования (подъемника) на выполнение этих работ требуется много времени. В частности, требуется время на спуск и подъем продуктивной колонны с помощью

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

магнитного поля в призабойной части пласта.

По истечении времени реагирования, которое составляет от 24 до 72 часов (в зависимости от температуры на забое), гибкую трубу с магнитным генератором с постоянной циркуляцией поднимают на поверхность и приступают к освоению скважины.

valves and running and pulling technological string meant for the operation.

As of April 1, 2011 Yug-Neftegaz performed water shutoff operations with the use of coiled tubing at 19 oil wells of Turkmenneft State Concern. The success rate was 85%. We did not

Table 1 – Results of water shutoff operations in oil wells located at the Goturdepe and Barsa-Gelmes oilfields of Turkmenneft State Concern

Line	Well number	Date of operation	Commissioning date	Performance before the process			Performance after the process			Duration of the effect, months	Additional oil production, bbl
				Qfluid, bpd	Qoil, bpd	Water cut, %	Qfluid, bpd	Qoil, bpd	Water cut, %		
Goturdepe											
1	627	16.12.2009	20.12.2009	673.2	0.7	999	347.8	124.2	585	14	30,705
2	1419	13.01.2010	19.01.2010	74.8	0.7	99	392.7	91.3	73	8	7,560
3	689	11.03.2010	21.03.2010	762.2	65.8	90	677.7	167.6	713	13	13,124
Barsa-Gelmes											
4	649	24.11.2009	29.11.2009	805.6	55.4	92	748	2895	55	16	58,620
5	641	24.12.2009	27.01.2010	149.6	9	93	1129	46,4	52	11	32,653
6	903	21.01.2010	29.01.2010	843	509	93	6089	151.8	71	11	43,047
7	1140	21.02.2010	26.02.2010	6089	36.7	93	540.8	83.8	82	11	33,042
8	936	22.10.2010	04.11.2010	1219	2.2	98	1773	41.1	73	5	7,694
9	765	10.11.2010	29.11.2010	1773	6	96	255.8	131.6	40	4	5,329

Основная часть скважинного фонда месторождений Туркменистана эксплуатируется газлифтным способом с расстановкой пусковых газлифтных клапанов по длине НКТ. Поэтому применение гибкой трубы позволяет также сократить время на подготовительные работы, так как при использовании стандартного оборудования (подъемной установки) много времени уходит на спуско-подъемные операции (СПО), а именно: подъем/спуск эксплуатационных НКТ с клапанами и спуск/подъем технологических НКТ для проведения процесса.

По состоянию на 01.04.2011 компанией «Юг-Нефтегаз» проведены работы по ограничению водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки на 19 нефтяных скважинах ГК «Туркменнефть». Успешность проведения работ составила 85%. На трех скважинах месторождения Готурдепе № 1399, 1156, 726 позитивный результат не был получен – обводненность осталась на прежнем уровне. Это первые скважины, на которых специалистами компании была опробована технология ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки. Причины неуспешности применения технологии можно

get positive results at three wells (No.1399, 1156, 726) of Goturdepe oilfield – water cut remained at the same level. These are the first wells where company's experts tested water shutoff technology with the use of coiled tubing. The main reasons for non-success of the technology are adaptation of this technology to the specific geological and field conditions of this oilfield, selection of the plugging and insulations solutions formula (viscosity and flow characteristics, fluidness, hardening start time) to comply with the conditions of injecting these materials through a 1.5-inch coiled tube.

Results of water shutoff operations at certain wells of Goturdepe and Barsa-Gelmes oilfields are specified in table 1.

Total additional oil production due to technology of water shutoff with the use of coiled tubing made up more than 231,880 bbl. The duration of the effect is 4 to 16 months. Thanks to this technology we managed to reduce water cut of these wells by 25–35% in average.

Let's touch upon some results and wells in more detail.

So, in well No.649 at Barsa-Gelmes oilfield owing to the application of this technology water cut was reduced from 92 to 55% and well yield

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY-VISCOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

объяснить адаптацией данной технологии под конкретные геолого-промысловые условия данного месторождения, подбором рецептуры тампонажных и изолирующих растворов (вязкостных характеристик, реологических свойств, текучести, времени начала застывания) под условия прокачки этих растворов с использованием гибкой трубы диаметром 38 мм.

Результаты выполненных работ по ограничению водопритока на некоторых скважинах месторождений Готурдепе и Барса-Гельмес приведены в таблице 1.

Общая дополнительная добыча нефти за счет технологии ограничения водопритоков с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки составила более 31 000 т. Длительность эффекта от 4 до 16 месяцев. Благодаря применению данной технологии удалось снизить обводненность скважин в среднем на 25–35%.

На некоторых результатах и скважинах отановимся более детально.

Так, по скважине № 649 Барса-Гельмес благодаря применению данной технологии

increased from 55.4 to 289.5 barrels per day. Additional production over the 16 months of the effect duration made up 58,620 bbl.

The performance dynamics of well No.649 Barsa-Gelmes after water shutoff operations is specified in Figure 1.

Well No. 649 contains a side track with internal diameter of 3.2 inches. It was difficult to use a conventional hoist unit because we could not enter the side track with the tube due to its drilling peculiarities at this specific well. The decision was made to perform the works with the use of a coiled tube. Geophysical logging showed that the bottomhole formation zone is highly clogged, skin factor was positive. The bottomhole formation zone was unclogged by injection of the surface-active substance aqueous solution, specially selected taking into account the properties of reservoir oil and water. Then the water shutoff works with the use of highly viscous and magnetic substances were performed, and then bottomhole formation zone was again washed with aqueous solution of surface-active substances.

Таблица 1 – Результаты работ по ограничению водопритока на нефтяных скважинах месторождений Готурдепе и Барса-Гельмес ГК «Туркменнефть»

№ п/п	Номер скважины	Дата проведения работ	Дата ввода в эксплуа- тацию	Параметры до процесса			Параметры после процесса			Длитель- ность эффекта, мес.	Доп. добыча нефти, т
				Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв., %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв., %		
Готурдепе											
1	627	16.12.2009	20.12.2009	90	0,1	99,9	46,5	16,6	58,5	14	4104,97
2	1419	13.01.2010	19.01.2010	10	0,1	99	52,5	12,2	73	8	1010,63
3	689	11.03.2010	21.03.2010	101,9	8,8	90	90,6	22,4	71,3	13	1754,61
Барса-Гельмес											
4	649	24.11.2009	29.11.2009	107,7	7,4	92	100	38,7	55	16	7836,89
5	641	24.12.2009	27.01.2010	20	1,2	93	15,1	6,2	52	11	4365,35
6	903	21.01.2010	29.01.2010	112,7	6,8	93	81,4	20,3	71	11	5754,96
7	1140	21.02.2010	26.02.2010	81,4	4,9	93	72,3	11,2	82	11	4417,41
8	936	22.10.2010	04.11.2010	16,3	0,3	98	23,7	5,5	73	5	1028,57
9	765	10.11.2010	29.11.2010	23,7	0,8	96	34,2	17,6	40	4	712,38

обводненность снижена с 92 до 55% при увеличении добычи скважины по нефти с 7,4 до 38,7 т/сут. Дополнительная добыча за 16 месяцев длительности эффекта составила 7836,89 т.

Динамика работы скважины № 649 Барса-Гельмес после проведения работ по ограничению водопритока приведена на рисунке 1.

Скважина № 649 содержит второй (боковой)

After water shutoff works the well joined the stock of operational wells with the following parameters: Qfluid – 100 m³/day, Qoil – 289.5 bpd, water cut – 55%.

In well No.641 Barsa-Gelmes owing to application of this technology water cut was reduced from 93 to 52% and oil production was increased from 9 to 46.4 bpd at the moment of

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПонирующую ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

ствол с внутренним диаметром 82 мм. Применение стандартного подъемника осложнялось из-за невозможности войти во второй ствол лифтовыми трубами из-за особенностей забурки второго ствола именно на этой скважине. Было принято решение провести работы с использованием гибкой трубы. Как показали геофизические исследования (ГИС) на скважине перед проведением работ, ПЗП сильно закольматирована, отмечен положительный скин-фактор. Были проведены работы по декольматации ПЗП закачкой концентрированного водного раствора ПАВ, специально подобранного с учетом свойств пластовой нефти и воды. Далее

проведены работы по ограничению водопритока с использованием высоковязких и магнитоактивных веществ и затем повторно – промывка ПЗП водным раствором ПАВ.

После проведения работ по ограничению водопритоков скважина вступила в действующий фонд с параметрами: $Q_{ж} = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 38,7 \text{ т/сут}$, обводненность – 55%.

По скважине № 641 Барса-Гельмес благодаря применению данной технологии обводненность снизилась с 93 до 52% при увеличении добычи скважины по нефти с 1,2 до 6,2 т/сут на момент ввода скважины в эксплуатацию. На протяжении последующих 6 месяцев дополнительная добыча по этой скважине составляла 12–15 т/сут и за 11 месяцев составила 4365,35 т.

На рисунке 2 приведена динамика работы скважины № 627 Готурдепе после ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки по технологии компании «Юг-Нефтегаз».

Скважина № 627 Готурдепе с 2008 года находилась в бездействующем фонде из-за большой (почти 100%-й) обводненности. Эксплуатация скважины была нерентабельной. Причиной обводненности стали высокие темпы отборов по данному горизонту, что повлекло за собой преждевременное обводнение скважины законтурной водой.

После проведения процесса приток жидкости уменьшился с 90 до 58–65 м^3 в сутки, обводненность снизилась с 99,9 до 58,1% при кратном увеличении добычи нефти с 0,1 до 16 т/сут. Дополнительная добыча за 14 месяцев составила 4104,97 т.

well commissioning. During the following 6 months additional production of this well was 89.8–112.2 bpd and over the period of 11 months it made up 32,653 bbl.

Figure 2 shows the performance dynamics of well No. 627 Goturdepe after water shutoff operations with the use of coiled tubing according to Yug-Neftegaz technology.

Well No.627 Goturdepe has been in the idling well stock since 2008 due to high (almost 100%) water cut. It was unprofitable to operate the well. High water cut was caused by increased oil production rates for this horizon resulting in

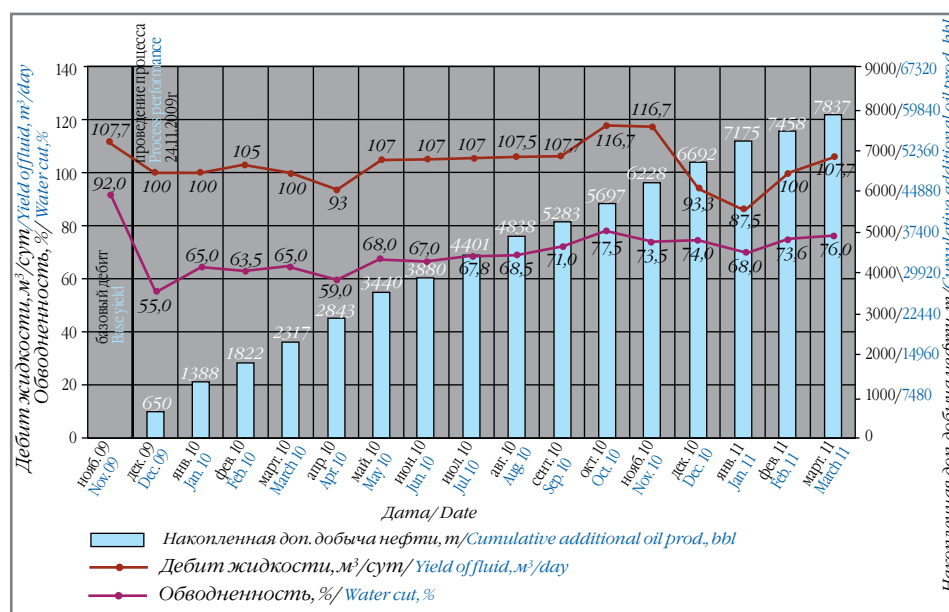


Рисунок 1 – Динамика работы скв. № 649 Барса-Гельмес после ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинга

Figure 1 – Performance dynamics of well No. 649 Barsa-Gelmes after water shutoff with the use of coiled tubing

preliminary watering out of the well by edge water.

After performance of the operations fluid inflow reduced from 90 to 58–65 м^3 per day, water cut reduced from 99.9 to 58.1% and oil production increased from 0.7 to 119.7 bpd. Over the period of 14 months, additional production made up 30,705 bbl.

Analysis of the performance of these wells after water shutoff operations demonstrated the efficiency of the waterproof screen and its durability.

CONCLUSIONS

1. The technology of water shutoff with the use of coiled tubing in producing wells showed good results at the oilfields of Turkmenneft State Concern. Obtained results allow recommending this technology for the fields at the late stage of development, fields with high depletion of

Анализ работы этих скважин после проведения работ по ограничению водопритока показывает эффективность создания водоизоляционного экрана и его долговечность.

ВЫВОДЫ

1. Технология ограничения водопритока в добывающих скважинах с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки хорошо зарекомендовала себя на нефтяных месторождениях ГК «Туркменнефть». Полученные результаты позволяют рекомендовать ее для внедрения на месторождениях, которые находятся на поздней стадии разработки, с высокой выработанностью запасов, низкими пластовыми давлениями и большой обводненностью.

2. Отличительной особенностью технологии водоизоляции и ограничения водопритоков в нефтяных и газовых скважинах, разработанной компанией «Юг-Нефтегаз», является не только подбор рецептуры, вязкостных и реологических свойств тампонажных материалов, позволяющих прокачать их через трубу малого диаметра, но и регулирование их прочностных (изоляционных) свойств непосредственно в призабойной зоне пласта.

3. Применение технологии ограничения водопритока с использованием изоляционных составов и магнитоактивных веществ позволяет не только ограничить приток воды, но и приводит к увеличению добычи нефти.

4. Применение колтюбинговой техники позволило сократить время на подготовительные работы, исключив СПО для эксплуатационного и технологического лифта. Также, благодаря применению гибкой трубы колтюбинговой установки, появилась возможность избежать необходимости глушения продуктивных горизонтов с посаженными пластовыми давлениями и тем самым исключить дополнительное загрязнение продуктивных коллекторов жидкостями глушения, что приводит к длительному освоению скважин. При использовании гибкой трубы колтюбинговой установки по основному фонду скважин время освоения составляет 1–3 дня.

5. Под действием создаваемого в скважине магнитного поля в обводненных интервалах пласта образуются изолирующие «металлизированные»

reserves, low reservoir pressures and high water cut.

2. One of the main distinctive features of the water shutoff technology in oil and gas wells, developed by Yug-Neftegaz, is not only accurate selection of the formula, viscosity and flow properties of the plugging materials allowing their easier injection through a small-diameter tube, but also regulation of their hardness (insulation) properties directly at the bottomhole formation zone.

3. Application of the water shutoff technology with the use of water insulation compounds and

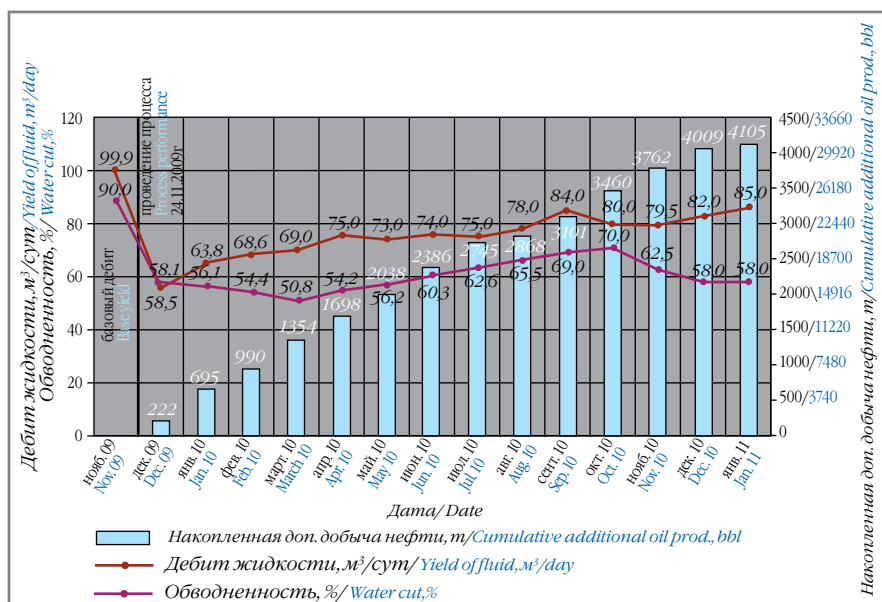


Рисунок 2 – Динамика работы скв. № 627 Готурдепе после ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинга
Figure 2 – Performance dynamics of well No. 627 Goturdepe after water shutoff operations with the use of coiled tubing

magnetic substances allows not only reducing water inflow but also increasing oil production.

4. Use of coiled tubing allows reducing the time for preparatory works as there is no need for running and pulling production and technological strings. Coiled tubing application also allowed to avoid killing producing horizons with low reservoir pressures, thus eliminating additional contamination of the producing formations with the well killing fluids, what may lead to long-lasting well completion. When using a coiled tube in the main well stock completion time is 1–3 days.

5. Under the influence of the magnetic field created in the well, high-strength metalized structures are formed in the watered-out parts of formation. These structures reduce water inflow into the well. In the oil saturated parts of formation a loose gel is formed that is easily washed out under depression.

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

структуры повышенной прочности, благодаря которым ограничивается приток воды в скважину. В нефтенасыщенном интервале пласта образуется непрочный, рыхлый гель, который легко вымывается при депрессии.

6. Селективность при проведении работ по технологии компании «Юг-Нефтегаз» обусловлена различной фазовой проницаемостью при фильтрации в водо- и нефтенасыщенные интервалы пласта. Кроме этого, при фильтрации составов в нефтенасыщенной зоне пласта образуется эмульсия, блокирующая нефтенасыщенную зону и перераспределяющая поток тампонирующего состава преимущественно в водонасыщенную зону. В водонасыщенном интервале пласта под действием сшивателя образуется довольно прочный водонепроницаемый гель, обладающий высокой адгезией к породе.

7. Гидродинамический механизм внутреннего конусообразования заключается в том, что после изоляции водоносного интервала пластовое давление через некоторое время в нем восстанавливается до начального, в то время как в ПЗП работающего нефтенасыщенного пропластка сохраняется воронка депрессии. Разность давлений в ПЗП изолированного и рабочего пропластков приводит к внутрипластовой депрессии на нефтенасыщенную часть пласта, что дает увеличение дебита нефти.

8. Благодаря лучшей проходимости гибкой трубы через суженные и искривленные участки ствола скважины существенно упростилось проведение работ по ограничению водопритоков в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

9. Использование гидромониторных насадок при промывке скважины позволяет проводить обработку скважины растворами ПАВ в гидроимпульсном режиме, что способствует декольматации призабойной зоны скважины от загрязняющих ее отложений, снижению скин-фактора и увеличению притока пластового флюида.

10. Применение колтюбинговой техники дает значительное снижение трудовых и материальных затрат на проведение капитального ремонта, а развитие данного направления должно происходить при активном участии специалистов, которые смогут отойти от традиционных представлений о колтюбинге и будут брать на себя смелость проводить редкие или уникальные виды работ с помощью данной техники.

11. В нефтегазовой практике такая техника и технология применяется впервые, в связи с чем технологию можно считать инновационной и интеллектуальной. ☉

6. The selectivity during performance of works according to Yug-Neftegaz technology is stipulated by different relative permeability during filtration into water and oil saturated reservoir intervals. Besides, in case of compounds filtration in the oil saturated reservoir area an emulsion is formed blocking the oil saturated area and redirecting the flow of plugging compound mainly to the water saturated area. In a water saturated reservoir interval under the influence of crosslinker a quite strong waterproof gel with high adhesion to the rocks is formed.

7. Hydrodynamic mechanism of internal coning is as follows: after insulation of the water bearing interval its reservoir pressure restores to the original one after a certain period of time, while in the bottomhole formation zone of the producing oil saturated layer a depression cone remains. The pressure difference between the isolated and producing layers leads to intraformational depression on the oil saturated part of reservoir resulting in oil yield increase.

8. Owing to coiled tubing's better passing ability in narrowed and curving parts of the wellbore it has become much easier to perform water shutoff works in horizontal and slanted wells.

9. Usage of jet nozzles during well flushing allows treating well with surface-active substances solutions in a hydro-pulse mode, what leads to unclogging of the bottomhole well area, reduction of skin factor and increase of reservoir fluids inflow.

10. Application of coiled tubing units considerably reduces labor and material costs during well workover. This sphere of coiled tubing application shall develop with active participation of specialists, who need to shift away from traditional perception of coiled tubing and to take courage to perform rare and unique operations with the use of coiled tubing.

11. This is the first time such technology has been used in oil and gas practice, hence this technology can be considered as innovative and intelligent one. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Амиян, В. А., Васильева, Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов \ В. А. Амиян, Н. П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 336 с.
2. Бугай, Ю. Н. Водоизоляционные работы в скважинах \ Ю. Н. Бугай [и др.]. – Киев: Гарант-Сервис, 2001. – 192 с.