

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ БЕЗ ГЛУШЕНИЯ

WATER SHUTOFF IN SUBHORIZONTAL GAS WELLS WITH NO WELL KILLING

Д.А. КАУШАНСКИЙ, В.Б. ДЕМЬЯНОВСКИЙ, А.И. ЦИЦОРИН, Институт проблем нефти и газа РАН,
В.Н. МОСКВИЧЕВ, ООО «Газпром добыча Уренгой»

D.A. KAUSHANSKIY, V.B. DEMYANOVSKIY, A.I. TSITSORIN, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences,
V.N. MOSKVICHEV, Gazprom Dobycha Urengoy LLC

В настоящее время значительное число газовых месторождений находятся в стадии «падающей» добычи. На этом фоне на многих скважинах происходит снижение пластового давления и подъем газодляного контакта (ГВК). Это приводит к интенсивному внедрению пластовой воды в газонасыщенную часть залежи. В течение ряда лет проводятся ремонтно-изоляционные работы по ограничению поступления пластовой воды в скважину с помощью различных материалов [1–3]. При этом технологии в принципе используют следующие технические приемы: применение подъемных установок, установка цементных мостов, глушение скважин и т.д. Все технологии ремонта и освоения требуют значительного времени. Успешность работ не всегда высокая.

С учетом актуальности проблемы повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ РИР в газовых скважинах учеными Института проблем нефти и газа РАН и специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» было предложено альтернативное решение – технология ограничения водопритоков газовых скважин без их глушения с применением колтюбинговой техники. Технология предназначена для ограничения притока воды и водоизоляции газовых скважин путем закачки в пласт специальной полимерно-гелиевой системы (ПГС) без глушения газовых скважин и без использования подъемников [4]. Это приводит к образованию внутрислоевого экрана, изолирующего скважину от подошвенной воды и притока воды во время эксплуатации.

В настоящей статье приводятся данные по результатам опытно-промышленных работ на субгоризонтальной газовой скважине ОАО «Газпром» месторождения Большой Уренгой с целью ограничения водопритоков.

ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА И КОНСТРУКЦИИ СУБГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

В связи со сложной конструкцией скважины № 1 (профиль субгоризонтальный) комплекс геофизических исследований не был проведен, привязка осуществлялась по соседней вертикальной скважине № 2.

At present we observe ‘declining’ of the production at a considerable number of gas fields. In this context many wells experience reduction of formation pressures and elevation of gas-water contact (GWC). This leads to intensive water intrusion into the gas-saturated part of formation. Over a period of years squeeze jobs with the use of different materials have been performed at gas fields to reduce formation water influx into [1–3]. During such jobs the following techniques were used: use of hoisting equipment, plug-back jobs, retrieval of tubing after well, etc. All the workover and completion techniques require considerable time. The works are not always successful.

Taking into account the relevance of improving the efficiency of squeeze jobs in gas wells, scientists from Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences together with the specialists of Gazprom Dobycha Urengoy proposed an alternative solution – water shutoff in gas wells with the use of coiled tubing equipment without well killing. This technology is meant for reducing water influx and for water shutoff operations in gas wells by injecting a special polymer-gel system into formation [4]. The technology does not require well killing and using hoisting equipment. The injection of the abovementioned system leads to creation of an intraformational screen that isolates a well from the bottom water and from water influx during well operation.

This article contains the data and findings of pilot water shutoff operations performed at a subhorizontal gas well at Bolshoy Urengoy field (Gazprom).

GEOLOGICAL AND PHYSICAL STRUCTURE OF THE FORMATION AND DESIGN OF THE SUBHORIZONTAL WELL

Due to complicated design of well No.1 (subhorizontal profile) logging has not been conducted and correlation was done based on the neighboring vertical well No.2

СОСТОЯНИЕ СКВАЖИНЫ

Фонд: бездействующий (остановка ГП-12). До остановки ГП скважина эксплуатировалась с частыми продувками и обильным выносом пластовой воды.

Параметры работы скважины до остановки ГП: $P_{тр} = 14$ атм, $T_y = 12,4$ °C; $Q = 82$ тыс.м³/сут. (из экспл. рапорта за июнь 2011 г). $P_{пл} = 27,9$ атм (по карте изобар на 01.01.12), $P_{мк} = 0$ атм. $M_{общ} = 17,3$ г/л (от 18.07.12).

Горизонт: сеноман. $ГВК_{тек} = (-1175,8$ м а.о. по геомодели на 05.12), $(-1175,8$ м а.о. по карте текущего положения ГВК от 01.12).

Пробуренный забой: 1145 м $(-1160,5$ м а.о.).

Искусственный забой: 1431,78 м (глухой башмак).

Превышение стола ротора над муфтой кондуктора: 7,3 м.

Скважина субгоризонтальная, max угол 69–74 в интервале 1320–1433 м.

Таблица 1 – Конструкция скважины
Table 1 – Well design

Колонна / String	Диаметр колонны, мм / String diameter, mm	Интервал спуска колонны, м / String interval, m	Подъем цемента за колонной, м / Cement level behind the string, m
Кондуктор / Conductor	245	0–450	до устья / Up to the wellhead
Эксплуатационная / Production	168	0–1370	до устья / Up to the wellhead
Фильтр / Filter	114	1364,18–1431,78	не цементирован / Not cemented

Данные о перфорации: фильтр ФСК-114 в интервале 1364,18–1431,78 м (по верт. 1207,5–1224 м).

Внутрискважинное оборудование:

Диаметр НКТ: 101,6 мм. Глубина спуска НКТ: 1364,18 м.

Наименование и места установки элементов оборудования: пакер отсутствует.

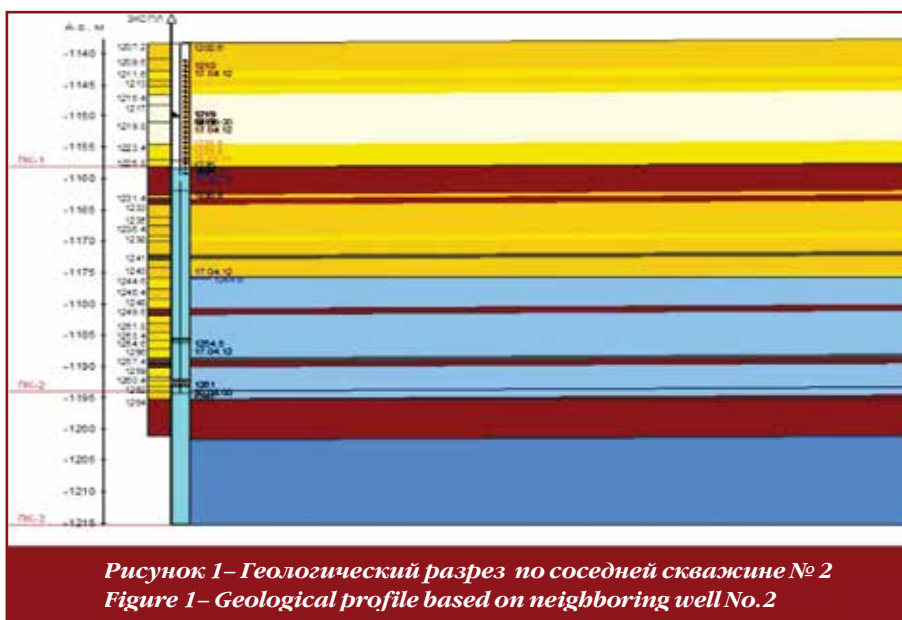
Принципиальная схема ограничения водопритоков в субгоризонтальной скважине по технологии ИПНГ-ПЛАСТ 2 (см. рисунки 2–4).

Субгоризонтальная скважина. Фонд: бездействующий. До остановки ГП скважина эксплуатировалась с частыми продувками и обильным выносом пластовой воды.

ОПИСАНИЕ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКОВ В СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Обозначения:

1. Цементировочный агрегат ЦА-320 (ЦА) – 1 ед.
2. Колтюбинговая установка М-10 – 1 ед.
3. Емкость для перемешивания раствора (чанок из комплекта ЦА-320)
4. Емкостный парк объемом не менее 50 м³.
5. Азотная компрессорная установка –1 ед.
6. Фонтанная арматура.



CONDITION OF THE WELL

Well stock: idling (shutdown of gas field 12). Before shutting down the gas field this well was operated with frequent well blowing and abundant outflow of formation water. Well operation

parameters before shutting the field down: $P_{tubc} = 14$ атм, $T_{wellhead} = 12.4$ °C; $Q = 82,000$ м³/day. (according to production report for June 2011). $P_{formation} = 279$ атм (according to pressure chart as of 01.01.12), $P_{intercasing} = 0$ атм. $M_{total} = 17.3$ g/l (as of 18.07.2012).

Formation: Cenomanian. $GW_{ccurrent} = (-1,175.8$ m TVD according to geological model as of May 2012), $(-1,175.8$ m TVD according to the map of current GWC as of January 2012).

Drilled depth: 1,145 m $(-1,160.5$ m TVD).

Plug-back depth: 1,431.78 m (blind plug).

Elevation of the drilling floor above the conductor string's collar: 7.3 m.

Subhorizontal well, maximum angle is 69–74 in the 1,320–1,433 m section.

Perforation data: FSK-114 filter in the following interval 1,364.18–1,431.78 m (vertically – 1,207.5–1,224 m).

Downhole equipment: Tubing diameter: 101.6 mm. Tubing depth: 1,364.18 m.

Name of equipment elements and their location: no packer installed.

Principal diagram of water shutoff in the

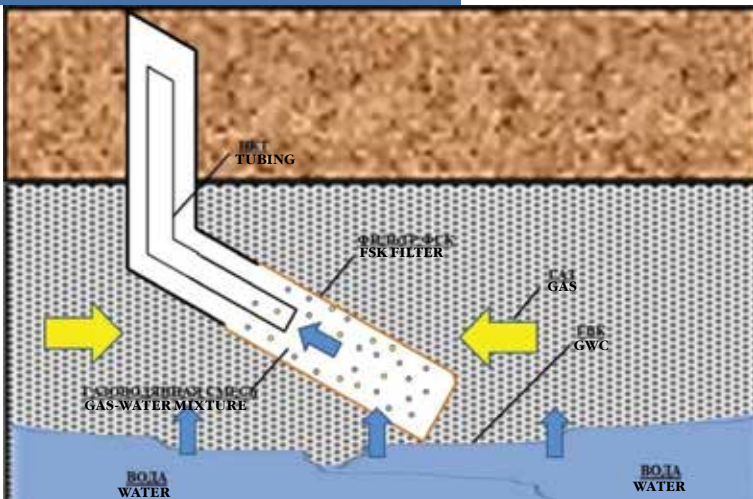


Рисунок 2 – Подъем уровня ГВК в субгоризонтальной скважине
Figure 2 – GWC elevation in the subhorizontal well

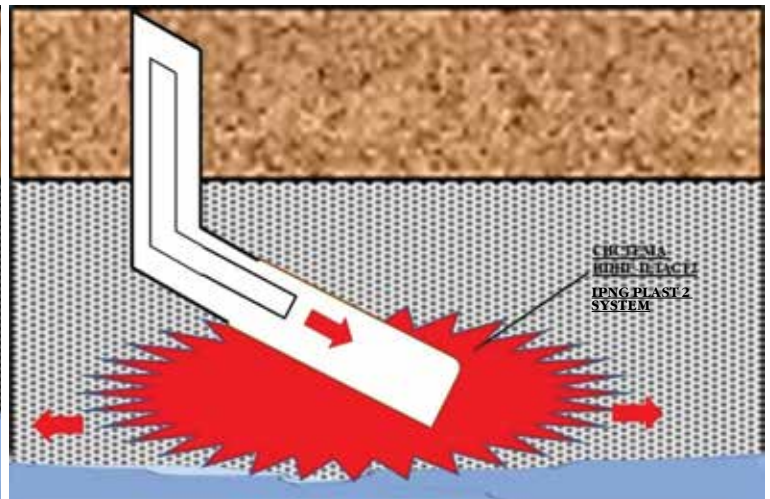


Рисунок 3 – Закачка полимерно-гелиевой системы для ограничения водопритоков
Figure 3 – Injection of polymer-gel system to ensure water shutoff

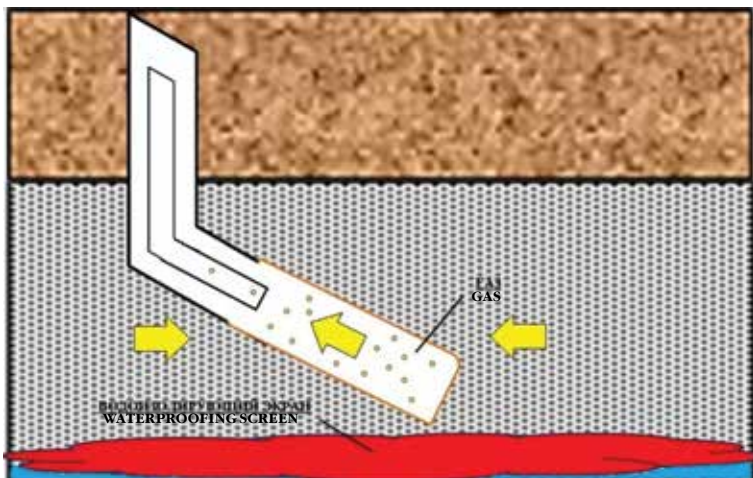


Рисунок 4 – Создание водоизолирующего экрана
Figure 4 – Creation of waterproofing screen

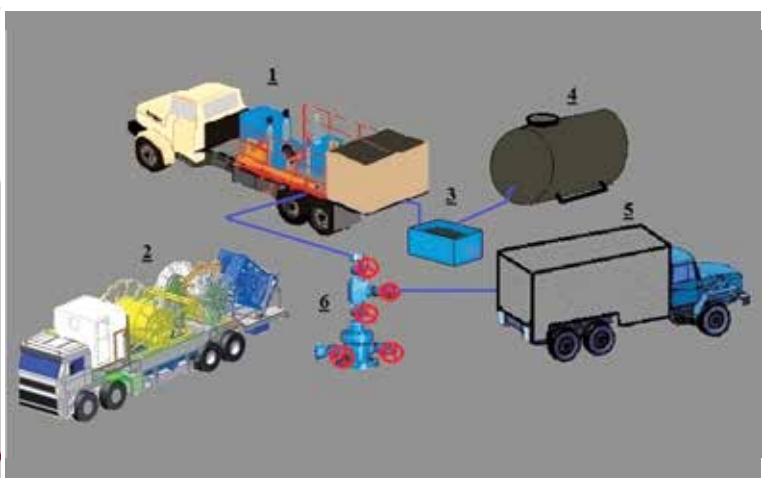


Рисунок 5 – Схема расстановки технологического оборудования при проведении работ по ограничению водопритоков
Figure 5 – Equipment arrangement during water shutoff job

ПГС подается по колонне колтюбинга в предварительно обезвоженный интервал, из которого в ствол скважины поступала вода. Одновременно с ПГС в кольцевое пространство (труб НКТ и колтюбинга) подается продавочная жидкость. Накапливаясь на забое скважины, уровень продавочной жидкости создает значительное давление на жидкость ПГС, тем самым препятствуя ее прорыву по кольцевому пространству в вышележащие продуктивные интервалы. Низкая вязкость буферной жидкости способствует значительному проникновению в поровое пространство пласта, поэтому после закачки ограниченного (эффективного) объема продавочной жидкости для поддержания давления на забое в межтрубное пространство, как правило, подается газ. ПГС после попадания в интервал перфорации вступает в контакт с водой и затвердевает. Таким образом, на пути движения воды создается дополнительный экран, что значительно ограничивает приток воды и улучшает технологические показатели добычи газа.

После обработки скважина закрыта на реагирование 48 ч, после проведения ГДИ скважина пущена в эксплуатацию.

subhorizontal well employing IPNG-PLAST 2 technology (see figures 2–4).

Subhorizontal well. Well stock: idling. Before shutting down the gas field this well was operated with frequent well blowing and abundant outflow of formation water.

DESCRIPTION AND SEQUENCE OF WATER SHUTOFF WORKS IN SUBHORIZONTAL GAS WELLS

Designations:

1. Cementing unit CA-320 (CU) – 1 pc.
2. Coiled tubing unit M-10 – 1 pc.
3. Tank for compound blending (tank from CA-320 equipment set)
4. Stock of tanks with the total capacity of at least 50 m³.
5. Nitrogen compressor unit – 1 pc.
6. Christmas tree.

Polymer-gel system is injected via the coiled tubing into the preliminary-dried interval through which water was coming into the wellbore. Displacement fluid is injected into the annular space (tubing and coiled tubing) simultaneously

РЕЗУЛЬТАТЫ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Исследование субгоризонтальной скважины № 1 до и после проведения водоизоляционных работ. Параметры работы скважины до остановки ГП: $P_{\text{тр}} = 14$ атм, $T_y = 12,4$ °C; $Q = 82$ тыс. м³/сут. (из экспл. рапорта за июнь 2011 года). $P_{\text{пл}} = 27,9$ атм (по карте изобар на 01.01.12), $P_{\text{МК}} = 0$ атм. $M_{\text{общ}} = 17,3$ г/л (от 18.07.2012).

Таблица 2 – Данные гидродинамических исследований газовой скважины (прибор «Надым», сепаратор)

Table 2 – Gas well hydrodynamic research data (Nadym device, separator)

	<i>D шайбы, мм Choke size, mm</i>	<i>Руст (МО) Pwellhead (RPG)</i>	<i>Рзт (МО) Pannular (RPG)</i>	<i>Рзт (МО) Pannular (RPG)</i>	<i>Qгаза, м³/сут Qgas, m³/day</i>
До обработки Before treatment	20	42	105	3200	82,13
	22	43,1	104	4500	99,69
	24	42	103	6000	116,97
После обработки After treatment	20	58,5	94,8	2169	83,7
	22	55,5	96	2535	94,94
	24	52,1	95	3600	101,92

(МО) – данные образцового манометра на устье скважины.

После проведения работ по ограничению водопритока по технологии ИПНГ-ПЛАСТ 2 скважина запущена в шлейф, эксплуатируется. Рабочие параметры скважины после выхода на режим Q газа = 160–180 тыс. м³/сут, по информации геологической службы заказчика, что доказывает принципиальную возможность ограничения водопритоков в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения.

ВЫВОДЫ

Проведены опытно-промышленные водоизоляционные работы на субгоризонтальной газовой скважине по технологии ИПНГ-ПЛАСТ 2.

Показана принципиальная возможность ограничения водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без их глушения.

Показано, что технология позволяет снизить обводненность продукции с 4,5 м³/ч до 2,5 м³/ч (диаметр 24 мм) и с 6,0 м³ до 3,6 м³ (диаметр 22 мм). При этом скважина выведена из бездействующего фонда в действующий. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Ахметов А. А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения. – Уфа: УНИ, 2000. – 200 с.
- Ланчаков Г. А., Марини В., Москвичев В.Н. Проблемы большого Уренгоя // Электронный журнал «НефтеСервис». – 2008. – № 4.
- Пятахин М. В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. – М.: Газпром: ВНИИГАЗ, 2011. – 266 с.
- Пат. РФ №. 2401858. Состав для изоляции водопритоков в газовых и нефтяных скважинах / Д. А. Каушанский, В. Б. Демьяновский. – Оpubл. 20.10.2010. Бюл. № 2.

with the polymer-gel system injection.

Displacement fluid accumulates at the bottom of the well, therefore creating a considerable pressure on the polymer-gel system preventing its penetration through the annular space into the upper pay zones. Low viscosity of displacement fluid contributes to its substantial absorption by the formation. That is why after injecting a restricted (effective) amount of displacement fluid

to sustain bottomhole pressure, as a rule, there should be injected gas. When polymer-gel system gets into the perforation interval, it comes into contact with water and hardens. So, an additional filtration resistance is created on the way of water flow, therefore improving gas production indicators.

After the treatment a well shall stay closed for 48 hour for reaction to take place. After hydrodynamic research the well can be put on production.

WATER SHUTOFF RESULTS ACCORDING TO HYDRODYNAMIC RESEARCH DATA

Research of subhorizontal well No.1 before and after water shutoff operations.

Well parameters before shutting the gas field down: $P_{\text{tube}} = 14$ атм, $T_{\text{wellhead}} = 12.4$ °C; $Q = 82,000$ м³/day. (from production report as of June 2011). $P_{\text{formation}} = 279$ атм (according to pressure chart as of 01.01.12), $P_{\text{intercasing}} = 0$ атм. $M_{\text{total}} = 17.3$ g/l (as of 18.07.2012).

(RPG) – data from the reference pressure gauge at the wellhead.

After water shutoff operations according to INPG-PLAST 2 technology the well was connected to the gas flowline and is currently in operation. According to the data of the client's geological service, steady-state yield of the well is 160–180 thousand м³/day. This proves the possibility of water shutoff in subhorizontal gas wells without well killing.

CONCLUSIONS

Pilot water shutoff operations – were performed at the subhorizontal gas well according to the INPG-PLAST 2 technology.

Pilot operations demonstrated that the proposed technology allows reducing water cut from 4.5 м³/hour to 2.5 м³/hour (24 mm diameter) and from 6.5 м³ to 3.0 м³ (22 mm diameter). After the treatment the well was moved from the idling well stock to the producing well stock. ☉