

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. Kaushanskiy, V. Demyanovskiy, A. Tsitsorin

Аннотация

В настоящее время значительное число газовых месторождений находятся в стадии «падающей» добычи. На этом фоне на многих скважинах происходит снижение пластового давления и подъем газовой воды (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 внутрискважинного 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.

Abstract

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.

Ключевые слова: газовая скважина, обводнение скважины, ремонтно-изоляционные работы, ограничение притока воды, субгоризонтальные газовые скважины.

Keywords: gas well, water breakthrough, remedial cementing, water flow limitation, subhorizontal gas wells.

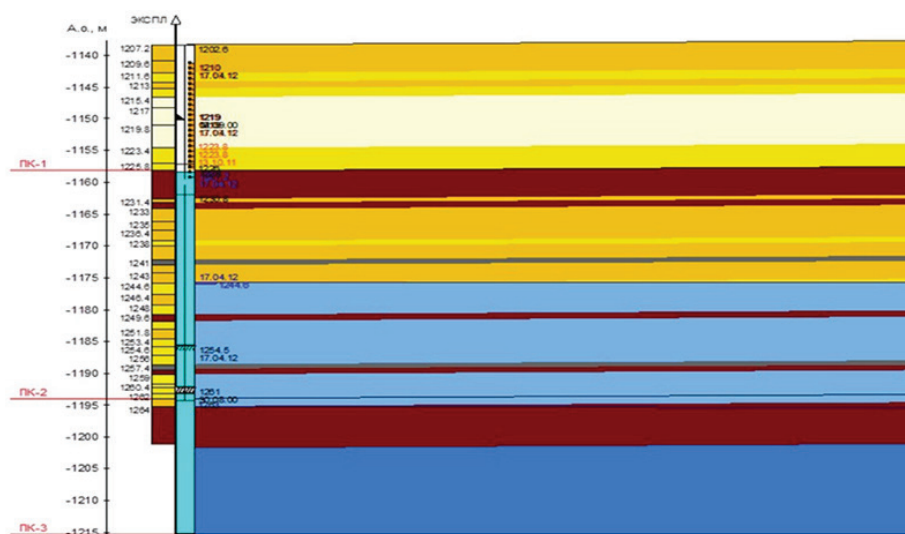


Рисунок 1– Геологический разрез по соседней скважине № 2

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.

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, $T_y = 12,4$ °С; $Q = 82$ тыс.м³/сут. (из экспл. рапорта за июнь 2011 года). $P_{пл} = 27,9$ атм (по карте изобар на 01.01.12), $P_{мк} = 0$ атм. $M_{общ} = 17,3$ г/л (от 18.07.2012). Горизонт: сеноман. $ГВК_{тек} = (-1175,8$ м а.о.

по геомодели на 05.2012), $(-1175,8$ м а.о. по карте текущего положения ГВК от 01.2012).

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, тах угол 69–74 в интервале 1320–1433 м.

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 водопритокков в субгоризонтальной скважине по технологии ИПНГ-ПЛАСТ 2 (рисунки 2–4).



Таблица 1 – Конструкция скважины

Колонна	Диаметр колонны, мм	Интервал спуска колонны, м	Подъем цемента за колонной, м
Кондуктор	245	0–450	до устья
Эксплуатационная	168	0–1370	до устья
Фильтр	114	1364,18–1431,78	не цементирован

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. Цементируемый агрегат ЦА-320 (ЦА) – 1 ед.
2. Колтюбинговая установка М10 – 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.

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, по-

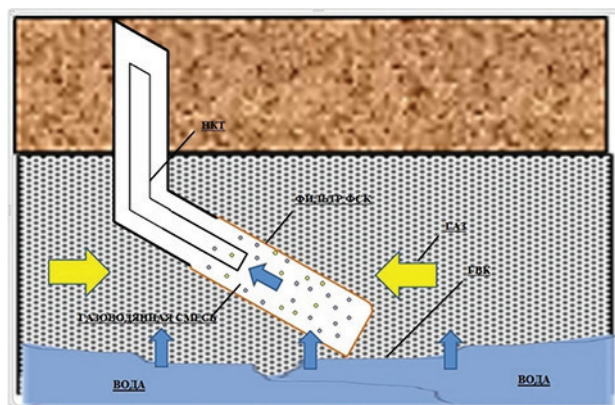


Рисунок 2 – Подъем уровня ГВК в субгоризонтальной скважине

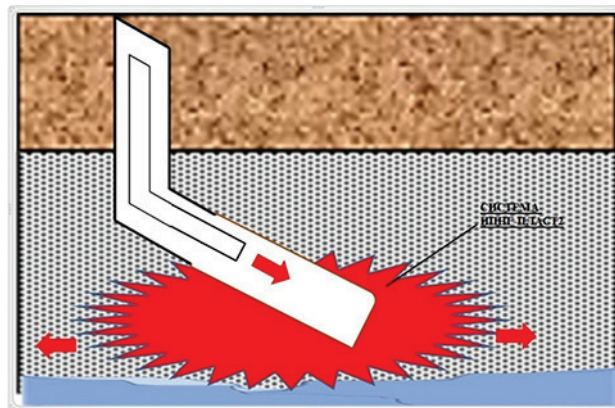


Рисунок 3 – Закачка полимерно-гелиевой системы для ограничения водопритоков

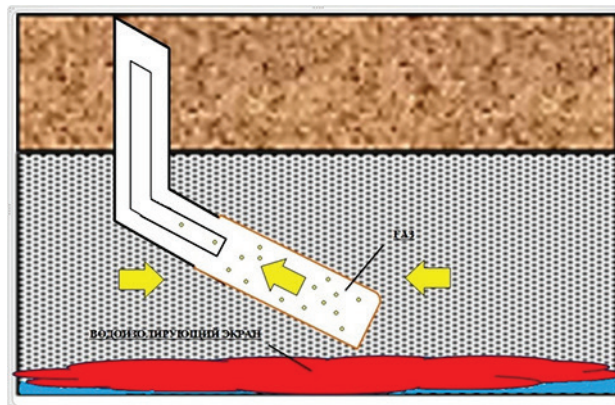


Рисунок 4 – Создание водонепроницаемого экрана



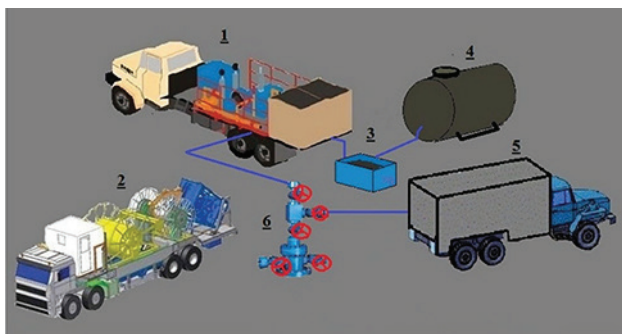


Рисунок 5 – Схема расстановки технологического оборудования при проведении работ по ограничению водопритоков

дается 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.

Результаты водоизоляционных работ по данным гидродинамических исследований скважин

Исследование субгоризонтальной скважины № 1 до и после проведения водоизоляционных работ.

Параметры работы скважины до остановки ГП: $P_{тр} = 14$ атм, $T_y = 12,4$ °С; $Q = 82$ тыс. м³/сут. (из экпл. рапорта за июнь 2011 года). $P_{пл} =$

27,9 атм (по карте изобар на 01.01.12), $P_{мк} = 0$ атм. $M_{общ} = 17,3$ г/л (от 18.07.2012).

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.

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

	Д шайбы, мм	Руст (МО)	Рзт (МО)	Рзт (МО)	Qгаза, м ³ /сут
До обработки	20	42	105	3200	82,13
	22	43,1	104	4500	99,69
	24	42	103	6000	116,97
После обработки	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.

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

- 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 // Нефте-сервис. – 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. – Опубл. 20.10.2010. Бюл. № 2.