

ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ВСТУПИВШИХ В ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНУЮ СТАДИЮ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Каушанский Д.А.
ИПНГ РАН

Разработка объектов сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя, находящихся в длительной (от 20 до 30 лет) эксплуатации (Уренгойская и Ен-Яхинская площади Уренгойского месторождения, Западный купол Северо-Уренгойского месторождения), вследствие значительного падения начального пластового давления в залежи сопровождается в настоящее время активным проявлением водонапорного режима, а работа скважин осложняется обводнением пластовыми водами, разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП) с образованием в интервале перфорации и подъемниках водопесчаных пробок, а также низкими энергетическими параметрами пласта, физическим износом оборудования и рядом других факторов.

Анализ состояния эксплуатационного фонда позволяет сделать вывод о том, что 17–22% действующего фонда скважин составляют скважины с выносом воды и песка.

В Институте проблем нефти и газа РАН совместно с ООО «Газпром добыча Уренгой» разработан комплекс технологий, рассчитанных на решение вышеназванных проблем. Главной задачей разработанного комплекса является обеспечение работоспособности газовых скважин, увеличение конечного коэффициента извлечения газа из сеноманских залежей, находящихся на завершающей стадии разработки.

К разработанным технологиям относятся:

- Технология ограничения песководопроявлений.
- Технология водоизоляции, выполняемая без глушения скважины с использованием колтюбинговой техники.
- Технология ликвидации заколонных и межколонных перетоков.

В настоящей статье рассматриваются технология ограничения песководопроявлений в скважинах, эксплуатация которых осложнена забойными песчаными пробками, перекрывающими интервал перфорации, и начальные работы по водоизоляции скважин без их глушения и использования подъемников.

Технология снижения выноса песка и ограничения притока воды, находящейся в газе, реализуется путем закачки в пласт системы «полимер – растворитель» с последующей специальной обработкой. Это приводит к образованию внутрипластового полимерно-песчаного фильтра, который укрепляет призабойную зону скважины и препятствует выносу песка и воды в скважину, обладая высокой фильтруемостью по газу.

На рис. 1 показано состояние забоя скважин до и после проведения работ по ограничению песководопроявлений.

Технология ограничения песководопроявлений в газовых скважинах по технологии Института проблем нефти и газа РАН (внутрипластового фильтра – «ИПНГ-ПЛАСТ») осуществляется путем следующих операций:

- подготовка скважин до проведения работ по созданию внутрипластового фильтра;
- проведение работ по подготовке необходимых спецматериалов к работе;
- составление технологических планов на проведение работ;
- проведение работ по созданию внутрипластового фильтра (закрепление ПЗП по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ»);
- работы после проведения технологической операции по закреплению ПЗП (созданию фильтра), в том числе проведение специальных ГДИС и других геофизических исследований.

Разработка технологии ИПНГ РАН совместно с ООО «Газпром добыча Уренгой» по ограничению песководопроявлений была начата в 2006 г. За 2006–2008 гг. проводились опытно-промышленные испытания и доработки данной технологии. В настоящее время две скважины, обработанные в 2006 г., находятся в эксплуатации, т.е. межремонтный период составил более 5 лет.

В 2009 г. технология ограничения выноса механических примесей (ОВМП) была внедрена в 15 газовых скважинах на Уренгойском НГКМ.

В табл. 1 представлены результаты работ по ограничению песководопроявлений в газовых скважинах в 2009 г. Все работы, проведенные в 2009 г., определяются как успешные.

Полученные результаты показали возможность создания противопесочных фильтров с одновременным «отсеканием» конденсированной воды. Дебиты по газу практически не уменьшаются.

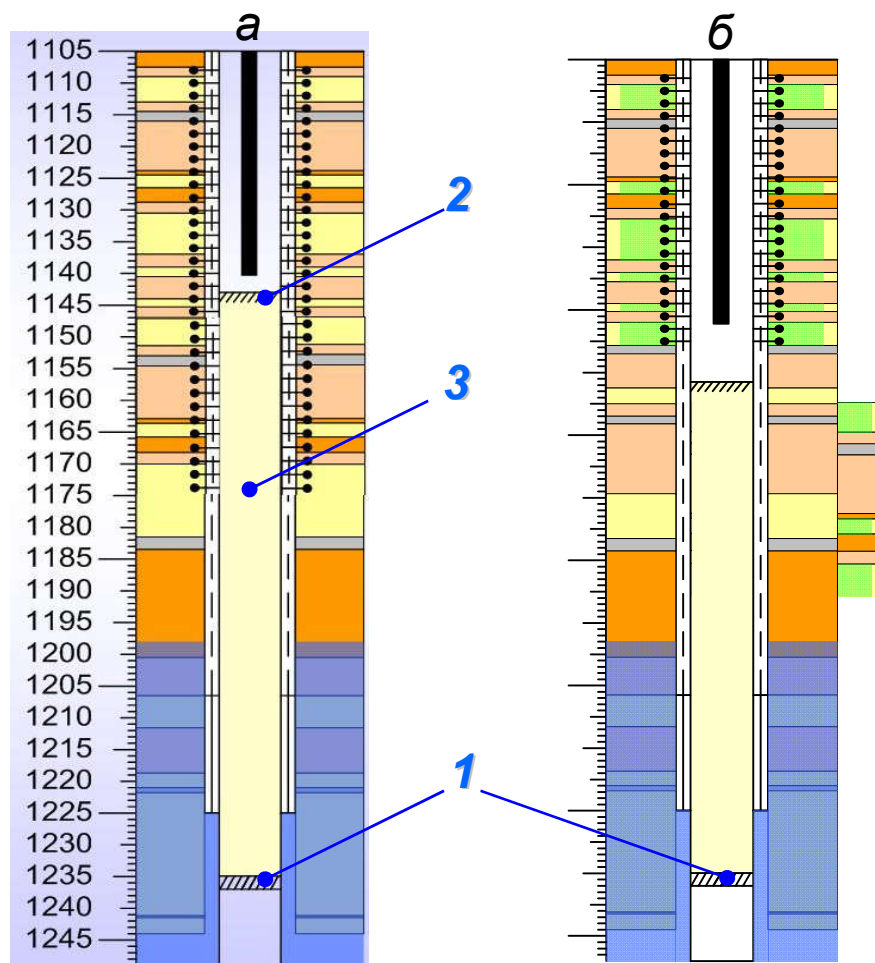


Рис. 1. Состояние забоя газовых скважин до (а) и после (б) обработки по технологии ограничения песководопроявлений:

1 – искусственный забой; 2 – текущий забой; 3 – песчаная пробка

На рис. 2 показано состояние текущего забоя скважин после проведения работ по ограничению песководопроявлений в 2009 г.

В феврале и августе 2010 г. были проведены контрольные измерения текущего забоя, которые показали практическое отсутствие роста песчаных пробок, что подтверждает эффективность технологии.

Технология была рассмотрена на заседании НТС ООО «Газпром добыча Уренгой» и на заседании секции «Добыча и промысловая подготовка газа и газового конденсата»

НТС ОАО «Газпром» «Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях на месторождениях ОАО «Газпром» в 2009 г.

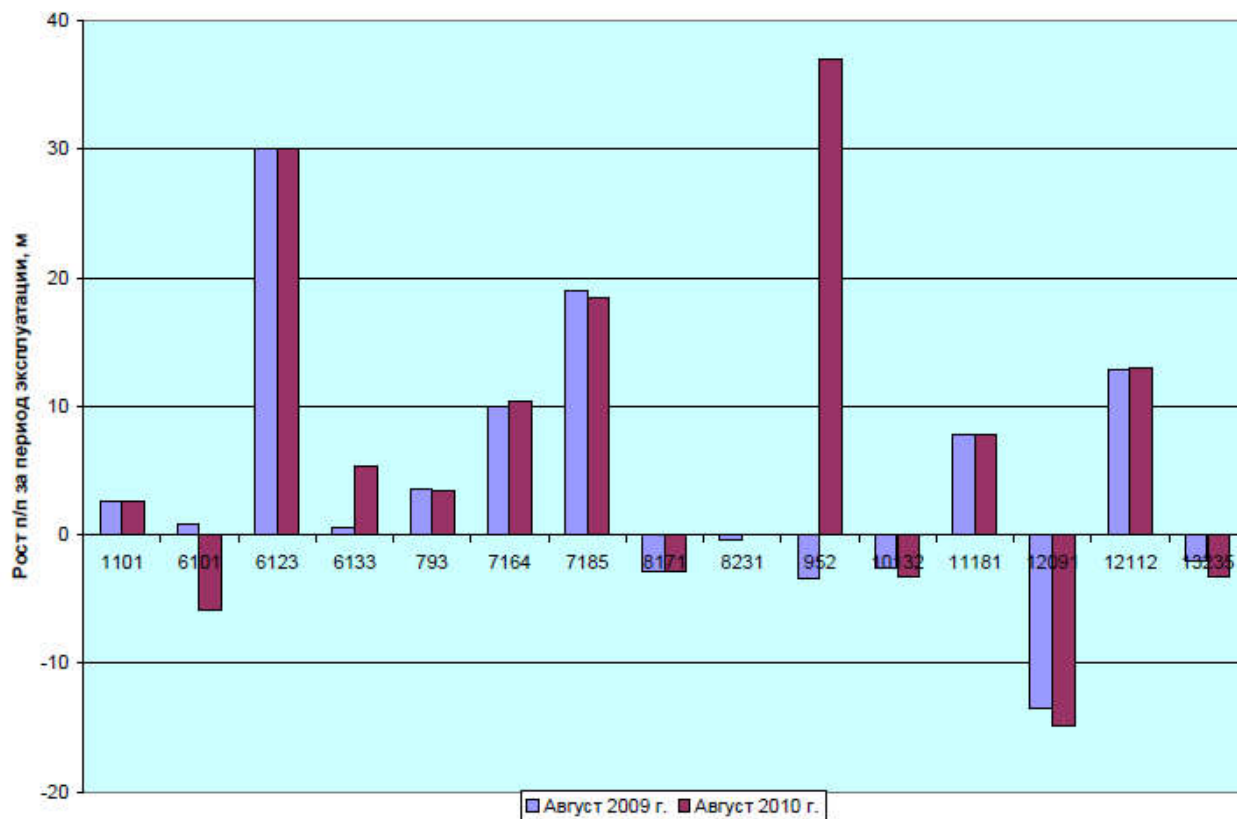


Рис. 2. Рост песчаной пробки за период эксплуатации после ОВМП (2009 г.)

Согласно заключению НТС ООО «Газпром добыча Уренгой» по результатам работы ООО НТФ «Атомбиотех» в 2009 г., технология ограничения пескопроявления, основанная на создании породобразующего фильтра по технологии ИПНГ РАН, «дала положительные результаты и рекомендуется для дальнейшего внедрения в газовых скважинах сеноманской залежи».

На технологию по ограничению песководопроявлений выданы два патента РФ (патентообладатель – ИПНГ РАН): № 2558558 (Состав для ремонта нефтяных и газовых скважин, 2015) и № 2285791 (Способ борьбы с пескопроявлениями в нефтяных и газовых скважинах, 2006).

Следует отметить, что стоимость работ по технологии ИПНГ РАН значительно ниже по сравнению со стоимостью технологий, применявшихся ранее, – например, гравийных фильтров.

В 2010 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществило внедрение технологии «ИПНГ-ПЛАСТ» в 20 газовых скважинах (табл. 2, рис. 3).

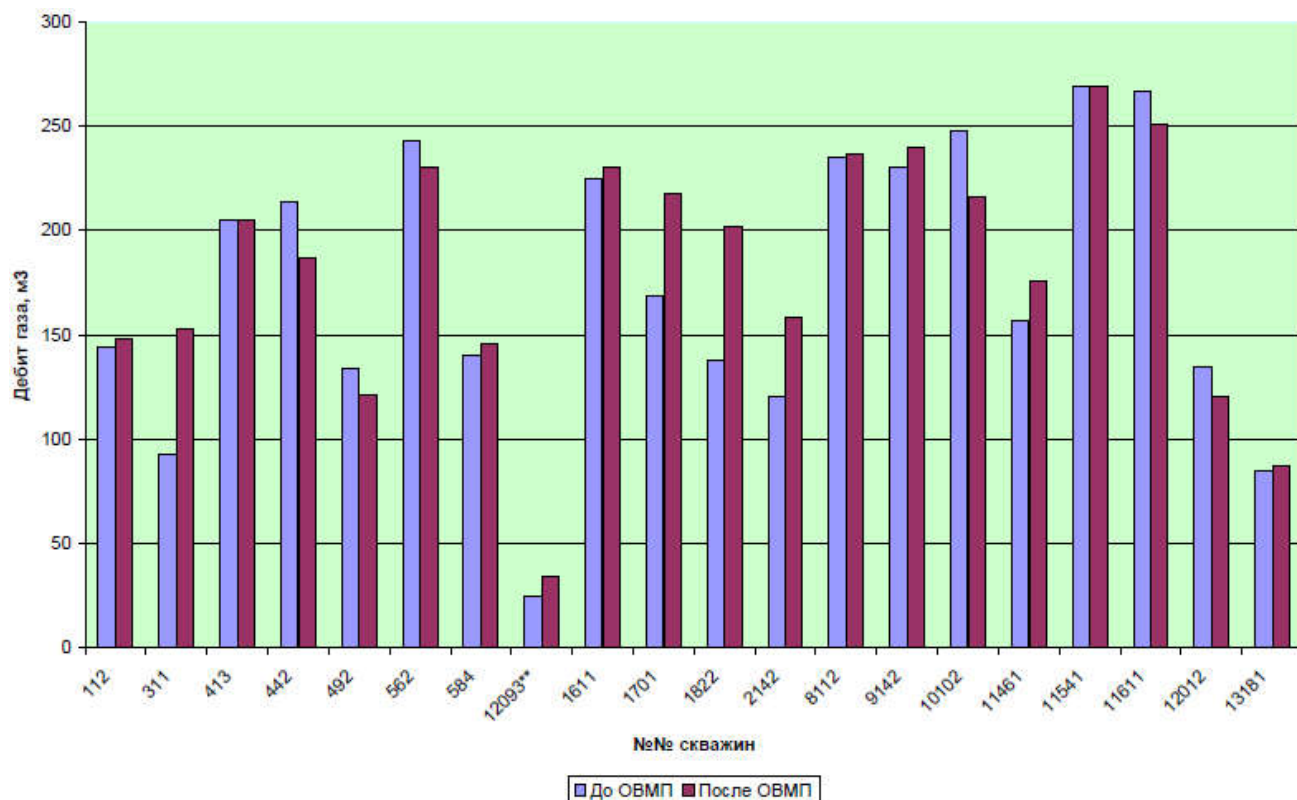


Рис. 3. Дебит газа в процессе эксплуатации до и после ОВМП (2010 г.)

В 2011 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществило внедрение технологии «ИПНГ-ПЛАСТ» в 20 газовых скважинах (табл. 3).

Также в 2010 г. проведены работы на трех газовых скважинах Ямбургского месторождения (табл. 4, 5, 6).

Другой важной проблемой, возникающей при эксплуатации газовых месторождений в период падающей добычи, является обводнение фонда эксплуатационных скважин, которое происходит в результате заколонных поступлений пластовых вод, образования депрессионной воронки (конусообразование), подъема уровня газовой контактной поверхности.

Сегодня все ремонтные работы осуществляются с помощью подъемных установок с обязательным глушением скважин и введением различных технологических труб,

цементных мостов и т.д. Применяются различные тампонажные растворы: «А-Пласт», «Акор», жидкое натриевое стекло, «мылонафт» (нафтенат натрия).

В 2008–2009 гг. на базе лабораторных исследований в ИПНГ РАН и стендовых испытаний в Инженерно-техническом центре ООО «Газпром добыча Уренгой» были разработаны составы и технология их применения для различных видов водоизоляции без использования подъемников и глушения скважин.

На рис. 4 приведены варианты создания водоизолирующего экрана без глушения скважин, с использованием колтубинговой техники.

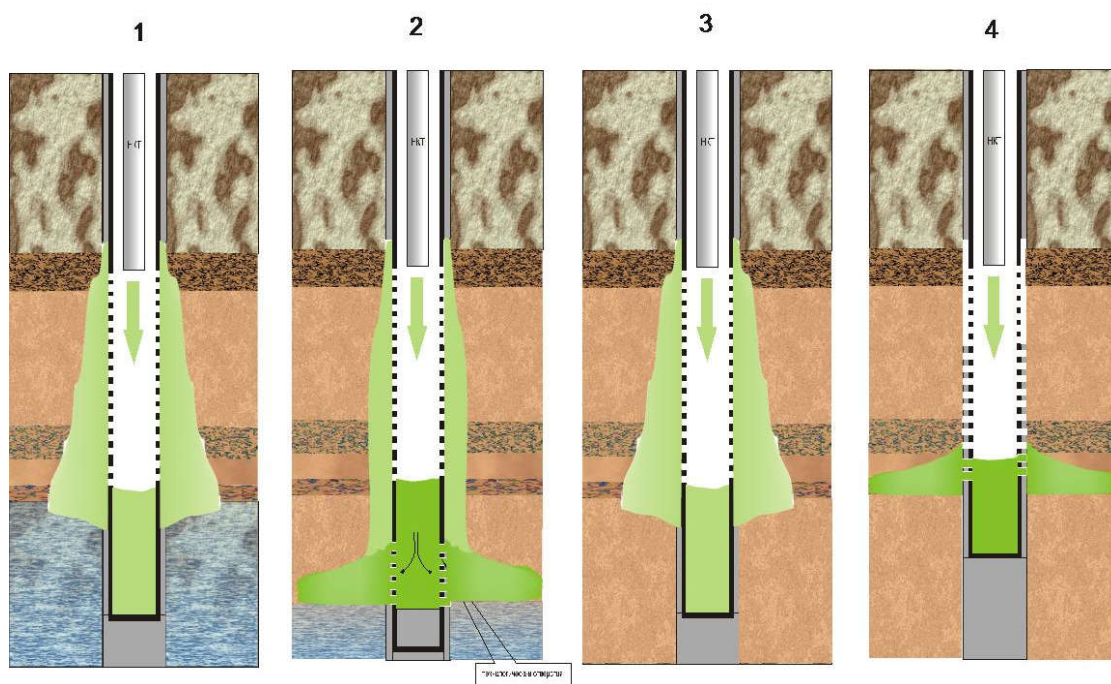


Рис. 4. Варианты создания водоизолирующего экрана

В 2010 г. были проведены опытно-промышленные испытания на месторождениях сенюманской залежи ООО «Газпром добыча Уренгой» на одной скважине с целью водоизоляции. Получены положительные результаты: $M_{общая}$ снизилась с 15,9 до 1,7–2 мг/см³.

Вторая скважина (№ 1134) находится в бездействующем фонде скважин в результате обводнения из-за заколонного перетока. В результате обработки скважину вывести из бездействия не удалось. Однако данные ГДИ до и после обработки скважины (табл. 7) показали положительную динамику в ее работе.

С учетом актуальности проблемы повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ 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 без глушения газовых скважин и без использования подъемников. Это приводит к образованию внутрислового экрана, изолирующего скважину от подошвенной воды и притока воды во время ее эксплуатации.

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

Состояние скважины

Фонд: бездействующий (остановка ГП-12). До остановки газового промысла 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 г.); $P_{пл} = 27,9$ атм (по карте изобар на 01.01.12); $P_{мк} = 0$ атм; $M_{общ} = 17,3$ г/л (от 18.07.2012).

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.

$P_{буф}$ – давление на буфере скважины; $P_{зат}$ – затрубное давление; T_y – устьевая температура; $P_{мк}$ – межколонное давление; ГВК_{тек} – газовойдяной контакт текущий; а.о. – абсолютная отметка.

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.

До остановки ГП скважина эксплуатировалась с частыми продувками и обильным выносом пластовой воды.

*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 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 18.07.2012).

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 [1].

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

*Изучение профиля распределения внутрислоевого фильтра
в газовой скважине Уренгойского месторождения
методом радонового индикатора [2]*

Выявлена принципиальная возможность изучения профиля распределения внутрислоевого фильтра методом радонового индикатора.

В основе этой технологии лежит операция по вводу в пласт предполимера в растворителе (Д.А. Каушанский, 2006 г.). Было высказано предположение, что часть реагента в процессе закачки в скважину поступает не в интенсивно работающую зону пласта, где происходит наиболее сильное разрушение коллектора, а в нижележащие пласты или в пропластки, не работающие газом. Чтобы выяснить истинный профиль поступления технологического раствора в процессе ОВМП в призабойную зону на одной из скважин Уренгойского месторождения газа, было принято решение провести одновременно с намеченным мероприятием по обработке скважины исследование профиля приемистости перфорированной части газовой скважины индикаторным методом с использованием радиоактивного газа радона, находящего применение в газонефтедобыче ([3–4]; патенты РФ: № 2079650 (Способ выявления водонасыщенных и нефтенасыщенных пластов во вскрытом скважиной продуктивном коллекторе, 1995);

№ 2171888 (Способ мониторинга герметичности затрубного пространства, 2001);
№ 2351756 (Способ определения пластов с аномально высокой проницаемостью, 2009).

Ремонт нефтяных и газовых скважин [патент РФ № 2558558, 2015]

Технология с использованием настоящего состава предназначена для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Технический результат: отключение пластов или их отдельных интервалов, исправление негерметичности цементного кольца, наращивание цементного кольца за обсадной колонной, устранение негерметичности обсадной колонны, а также возможность использования для полной изоляции пласта от жидкости и газа.

Выводы

1. Полученные результаты по внедрению технологии ограничения пескопроявлений в газовых скважинах подтвердили возможность создания внутрислоевых фильтров «ИПНГ-ПЛАСТ», которые укрепляют призабойную зону и препятствуют выносу песка в газовые скважины. Все работы, проведенные в 2009–2011 гг., определяются как успешные. Скважины находятся в эксплуатации, показывают практически полное отсутствие роста песчаных пробок, дебиты газа практически не изменяются.
2. ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с ИПНГ РАН провели опытно-промышленные испытания технологии водоизоляции без глушения скважин с использованием водоизоляционных составов ИПНГ РАН и колтюбинговой техники в 2011–2012 гг.

Авторы выражают благодарность ученым и специалистам Института проблем нефти и газа РАН, ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром подземремонт Уренгой», принимавшим участие в подготовке и проведении работ, без которых была бы невозможна успешная реализация проекта.

Статья написана в рамках выполнения Государственного задания в сфере научной деятельности на 2017 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Цицорин А.И., Москвичев В.Н.* Ограничение водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения // *Время колтюбинга*. 2013. № 45.
2. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Цицорин А.И., Москвичев В.Н., Киляков В.Н.* Изучение профиля распределения внутрислового фильтра в газовой скважине Уренгойского месторождения методом радонового индикатора // *Наука и техника в газовой пром-сти*. 2014. № 2.
3. *Соколовский Э.В., Зайцев В.М.* Применение изотопов в нефтяных промыслах. М., 1971.
4. *Чураев Н.В., Ильин Н.И.* Радиоиндикаторные методы исследования движения подземных вод. 2-е изд. М., 1973.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 1

Результат геолого-технических мероприятий с применением технологии «ИПНГ-ПЛАСТ» (2009 г.)

№ п/п	№ скв., УКПГ	Глубина скважины НКТ	Интервал перфорации, м	Забой, м			Голщина промывной пробки, м	Текущий забой		Рост скв за период эксплуатации-мес, м	Кол-во дней эксплуатации и после ремонта	Дата обработки ПНЦ	Объем полимерной системы при обработке ПНЦ, м ³	Дебит при Рост			Примечание		
				Неск. забой	До ремонта	После ремонта		Дата отбора	Забой, м					Рост		Рост, кгт		До ремонта, ГДН	После ремонта, ГДН
														авг.09	авг.10				
1	1101, УКПГ-1	1149	1153-1183	1184	1163	1175	12	03.08.2010	1172,4	2,6	2,6	368	31.07.2009	5	21,2	122	156	172	В эксплуатации
2	6101, УКПГ-6	1106	1100-1156	1232	1149	1153	4	05.08.2010	1158,8	0,8	-5,8	406	25.06.2009	6	17,67	158	152,1	106	УКПГ-6 стоит с 30.06.2010 г.
3	6123, УКПГ-6	1163	1151-1223	1225	1188	1214	26	16.07.2010	1184	30	30	372	08.07.2009	4,3	16,68	55	53,03	56	УКПГ-6 стоит с 30.06.2010 г.
4	6133, УКПГ-6	1133	1140-1155; 1158-1164	1187	1150	1159	9	05.08.2010	1153,6	0,6	5,4	370	31.07.2009	5,5	16,98	159	145,5	132	УКПГ-6 стоит с 30.06.2010 г.
5	793, УКПГ-7	1139	1141-1173	1238	1139	1173	34	06.08.2010	1169,5	3,6	3,5	380	22.07.2009	5,5	17,48	237	174,8	200	В эксплуатации
6	7164, УКПГ-7	1045	1093-1140	1168	1103	1133	30	06.08.2010	1122,6	10	10,4	325	08.07.2009	5,5	16,67	83	85,54	95	В эксплуатации
7	7185, УКПГ-7	1114	1115-1145	1202	1132	1160	28	15.02.2010	1141,6	19	18,4	395	08.07.2009	5,5	17,03	236	205,4	265	В эксплуатации
8	8171, УКПГ-8	1036	1043-1099	1207	1066	1084	18	07.08.2010	1086,8	-2,8	-2,8	372	31.07.2009	5,5	18,3	75	84,9	60	В эксплуатации
9	8231, УКПГ-8	1078	1101-1155	1340	1124	1143	19	08.08.2010	1143	-0,4	0	372	02.06.2009	6	-	65	104,9	66	В эксплуатации
10	952, УКПГ-9	1076	1090-1140	1226	1090	1160	70	07.08.2010	1123	-3,4	37	414	12.06.2009	6	20,8	90	145,4	288	В эксплуатации
11	10132, УКПГ-10	1112	1116-1150	1151	1127	1143	16	05.08.2010	1146,2	-2,5	-3,2	430	02.07.2009	6	24,1	170	170,4	140	В эксплуатации
12	11181, УКПГ-11	1161	1163-1225	1332	1207	1230	23	04.08.2010	1222,2	7,8	7,8	398	05.07.2009	6	19,55	178	115,3	77	УКПГ-11 стоит с 28.05-15.06.2010 г.
13	12091, УКПГ-12	1318	1278-1293, 1298-1320	1343	1264	1287	23	04.08.2010	1301,8	-13,5	-14,8	368	03.07.2009	5	16,86	200	141,8	108	В эксплуатации
14	12112, УКПГ-12	1207	1200-1240	1348	1231	1240	9	04.08.2010	1227	12,8	13	364	05.08.2009	4,3	17,83	180	251,8	178	В эксплуатации
15	13235, УКПГ-13	1165	1169-1198,6	1202	1163	1183	20	03.08.2010	1186,2	-2	-3,2	402	26.06.2009	4,3	21,84	76	91,05	102	В эксплуатации

2084 2080 2045

Таблица 2

Результаты работ по ОВМП в 20 газовых скважинах (2010 г.)

№ скв	№ скв., УКПЗ	Глубина скважины НКТ	Интервал перфорации, м	Забой, м			Толщина промысловой пробки, м	Текущий забой		Результат за период эксплуатации, м	Календарный эксплуатационный после ремонта	Дата обработки ПЗП	Объем полимерной системы при обработке ПЗП, м ³	Абонт при Рост			Примечание
				Неск. забой	До ремонта	После ремонта		Дата отбоя	Забой, м					Рост, м	До ремонта, ГДИ	После ремонта, ГДИ	
1	112	1110,6	1114,2-1169,2	1176	1127	1170	43	13.07.2010	1170	15	1	10.07.2010	3,8	20	144	148	В эксплуатации
2	311	1120,18	1109-1164	1168	1117	1149	32	23.07.2010	1149	*	0	20.07.2010	3,6	18	93	153	УКПЗ-3 стоит с 24.03.2010 г. резерв
3	413	1163,36	1170-1187; 1183-1204	1242	1210	1215	5	23.06.2010	1215	*	32	19.06.2010	3,8	19	205	205	В эксплуатации
4	442	1100,81	1158-1177	1234	1170	1175	5	08.06.2010	1175	*	32	04.06.2010	3,8	18,45	214	187	В эксплуатации
5	492	1140,1	1139-1179	1244	1145	1186	41	07.07.2010	1186	*	16	03.07.2010	3,6	18,5	134	121	В эксплуатации
6	562	1142,01	1170-1202	1235	1194	1211	17	10.06.2010	1211	*	19	06.06.2010	3,8	18,2	243	230	В эксплуатации
7	584	1160	1118-1160	1238	1134	1154	20	21.06.2010	1154	*	13	18.06.2010	3,8	16,5	140	146	В эксплуатации
8	12093**	1275,5	1276-1286	1286,6	1275	1284	9	11.08.2010	1275	10,5	0	24.07.2010	4,2	12	25	34	В бездействии (обводнение)
9	1611	1168,83	1166-1185	1193	1182	1195	13	06.07.2010	1195	*	0	04.07.2010	3,6	24,2	225	230	В эксплуатации
10	1701	1132,27	1154-1196	1206	1004	1193	189	23.07.2010	1193	*	0	15.07.2010	4,3	22,2	169	218	В эксплуатации
11	1822	1166,16	1166-1190	1228	1178	1201	23	11.07.2010	1201	6	61	08.07.2010	3,8	26,2	138	202	В эксплуатации
12	2142	1164,42	1166-1200	1231	1189	1193	4	26.06.2010	1193	*	38	22.06.2010	3,8	15	120	158	В эксплуатации
13	8112	1084,74	1085-1127	1245	1180	1180	0	23.06.2010	1180	*	47	18.06.2010	4,35	19	235	237	В эксплуатации
14	9142	1147,78	1145-1177	1274	1165	1247	82	18.06.2010	1247	55	2	14.06.2010	3,8	22,4	230	240	В эксплуатации
15	10102	1100,81	1112-1174	1176	1150	1174	24	28.06.2010	1174	-2	2	24.06.2010	6,1	24	248	216	В эксплуатации
16	11461	1196,4	1208-1230	1237	1220	1235	15	12.07.2010	1235	-15	61	09.07.2010	3,6	22,9	157	176	В эксплуатации
17	11541	1189,2	1200-1216; 1221-1228	1231	1190	1225	35	24.06.2010	1225	0	92	20.06.2010	3,8	19,8	269	269	В эксплуатации
18	11611	1219,43	1210-1228	1261	1243	1250	7	07.06.2010	1250	3	83	10.06.2010	3,8	18,9	267	251	В эксплуатации
19	12012	1187,23	1191-1225	1226	1212	1224	12	18.06.2010	1212	-2	83	15.06.2010	3,5	15,74	135	120	В эксплуатации
20	13181	1189,65	1190-1214	1210	1200	1215	15	27.06.2010	1215	*	24	25.06.2010	3,6	19	85	87	В эксплуатации

Примечание: * - текущий забой на отбойке; ** - скважина, бездействующая до ремонта

3476 3618

Таблица 3

Результаты работ по ОВМП в 20 газовых скважинах (2011 г.)

№ п/п	Интервал перфорации, м	Забой, м.			Толщина промытой пробки, м	Текущий забой		Рост п/п за период эксплуатации, м	Кол-во дней эксплуатации после ремонта	Дата обработки и ПЗП	Дебит при Руст			Дебит на 01.11.11
		Исск.	До ремонта	После ремонта		Дата отбивки	Забой, м				Руст, ата	До ремонта	После ремонта	
1	1109-1132	1209	1182	1182	0	25.07.2011	1182	0	100	22.07.2011	21	386	402	389,2
2	1106-1155	1242	1142	1136	6	22.07.2011	1136	0	99	23.07.2011	18	200	175	209,0
3	1114,2-1169,2	1716	1135	1159	-24	27.07.2011	1159	0	97	25.07.2011	22	80	120	180,4
4	1152-1182	1182	1168	1181	-13	24.08.2011	1167	14	111	13.07.2011	22	50	52	84,5
5	1153-1183	1237	1165	1203	-38	04.08.2011	1203	0	91	01.08.2011	19,5	45	45	138,0
6	1144-1170	1200	1155	1175	-20	20.07.2011	1175	0	105	17.07.2011	19,5	25	20	53,2
7	1107-1175	1223	1139	1181	-42	30.07.2011	1181	0	96	26.07.2011	18	158	206	219,4
8	1180-1220	1230	1181	1210	-29	22.08.2011	1210	0	75	17.08.2011	21	44	32	68,0
9	1155-1168, 1171-1196, 1200-1215	1244	1058	1206	-148	11.08.2011	1206	0	85	07.08.2011	18	106	184	139,3
10	1093-1140	1168	1106	1124	-18	25.07.2011	1124	0	100	22.07.2011	18	116	156	96,5
11	1128-1173	1173	1132	1152	-20	30.08.2011	1152	0	-	03.08.2011	-	-	-	-
12	1089-1139	1141,4	1126	1146	-20	21.07.2011	1146	0	105	17.07.2011	18	70	40	81,2
13	1101-1153	1340	1135	1175	-40	19.07.2011	1175	0	107	15.07.2011	21	58	40	83,5
14	1110-1150	1180	1001	1154	-153	18.08.2011	1154	0	-	-	-	-	-	-
15	1119,6-1183,6	1184	1170	1171	-1	01.08.2011	1171	0	95	28.07.2011	18	29	32	86,2
16	1082-1114	1241	1106	1143	-37	15.08.2011	1143	0	83	09.08.2011	17	90	60	80,0
17	1126-1166	1168	1141	1165	-24	15.08.2011	1165	0	81	11.08.2011	18	26	34	70,0
18	1211-1238	1240	1219	1238	-19	07.10.2011	1230	8	96	26.07.2011	23	255	225	188,1
19	1090-1165	1232	1137	1197	-60	11.10.2011	1130	67	101	21.07.2011	21	40	92	132,3
20	1109-1134, 1134-1164	1168,6	1144	1168	-24	02.08.2011	1168	0	95	28.07.2011	19,5	150	110	99,1
											ИТОГО	1928	2025	2397,77

Таблица 4

Результаты исследования скважины № 6052 ЯНГКМ

А. До проведения КРС. Дата исследования: 17-18.09.2010. Текущий забой отбит на глубине 1160 м.

№	Время, мин	Диам. шайбы, мм	Ргол., ата	Рдикт, ата	Рзтр, ата	Тгол, °С	Рзаб, ата	депр., ата	дебит, тыс.м ³ /сут	q воды, л	q песка, гр.	Wводы, см ³ /м ³	Wпеска, мг/м ³
1	60	30,80	12,40	10,85	1,67	10,60	13,85	0,82	138,7	12,0	166	2,076	28,724
2	60	41,01	10,29	6,73	2,39	11,00	13,74	0,93	151,1	28,0	62	4,447	9,848
3	60	52,00	9,36	4,28	1,69	12,00	13,70	0,97	155,0	28,0	455	4,335	70,452

Б. После промывки песчаной пробки. Дата исследования: 27.09.2010. Текущий забой отбит на глубине 1170 м.

№	Время, мин	Диам. шайбы, мм	Ргол., ата	Рдикт, ата	Рзтр, ата	Тгол, °С	Рзаб, ата	депр., ата	дебит, тыс.м ³ /сут	q воды, л	q песка, гр.	Wводы, см ³ /м ³	Wпеска, мг/м ³
1	60	30,80	12,25	8,56	2,07	7,30	14,02	0,59	108,7	28,0	1350	6,182	298,068
2	60	41,00	11,34	5,19	2,07	7,40	13,93	0,68	116,1	28,0	1560	5,788	322,481
3	60	52,00	10,71	3,25	2,07	7,50	13,91	0,70	117,5	28,0	2100	5,719	428,936

В. После проведения ОВМП (28.09.2010) по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ». Дата исследования: 02.10.2010. Текущий забой отбит на глубине 1170 м.

№	Время, мин	Диам. шайбы, мм	Ргол., ата	Рдикт, ата	Рзтр, ата	Тгол, °С	Рзаб, ата	депр., ата	дебит, тыс.м ³ /сут	q воды, л	q песка, гр.*	Wводы, см ³ /м ³	Wпеска, мг/м ³
1	60	31,00	10,62	8,30	7,50	6,60	13,89	0,63	106,7	0,7	0	0,157	0
2	60	41,01	10,59	4,77	7,50	7,20	13,87	0,65	106,6	36,0	0	8,105	0
3	60	52,00	10,23	3,06	7,50	7,60	13,83	0,69	110,5	36,0	70*	7,819	15,204*

* приведена масса **мокрого** песка

Таблица 5

Результаты исследования скважины № 4084 ЯНГКМ

А. До проведения КРС. Дата исследования: 21.09.2010. До проведения ОВМП текущий забой отбит на глубине 1237 м.

№	Время, мин	Диам. шайбы, мм	Ргол., ата	Рдикт, ата	Рзтр, ата	Тгол, °С	Рзаб, ата	депр., ата	дебит, тыс.м ³ /сут	q воды, л	q песка, гр.	Wводы см ³ /м ³	Wпеска мг/м ³
1	60	30,80	17,59	15,51	15,74	8,80	19,49	0,46	201,1	0,0	0	0,000	0,000
2	60	52,00	16,41	8,77	15,74	9,00	19,09	0,86	322,4	1,5	79	0,112	5,851
3	60	59,95	16,15	6,70	15,76	10,00	19,00	0,95	331,2	2,0	188	0,145	13,630

Б. После проведения ОВМП по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ».

Дата исследования: 11-12.10.2010. После проведения ОВМП 19.10.2010 г. текущий забой отбит на глубине 1237 м.

№	Время, мин	Диам. шайбы, мм	Ргол., ата	Рдикт, ата	Рзтр, ата	Тгол, °С	Рзаб, ата	депр. ата	дебит, тыс.м ³ /сут	q воды, л	q песка, гр.*	Wводы см ³ /м ³	Wпеска мг/м ³
1	60	30,80	15,96	14,61	16,36	8,90	18,08	0,59	188,9	5,0	0	0,635	0,000
2	60	41,00	15,06	11,51	16,36	9,70	17,78	0,89	262,1	5,8	0	0,531	0,000
3	60	52,00	14,32	8,44	16,36	10,30	17,54	1,13	309,7	7,6	0	0,589	0,000
4	60	59,96	13,62	6,15	16,35	10,50	17,52	1,15	303,5	23,0	70*	1,819	5,535

* приведена масса **мокрого** песка

Таблица 6

Результаты исследования скважины № 1011 ЯНГКМ

А. До проведения КРС. Дата исследования: 02.09.2010.

Текущий забой отбит на глубине 1091 м. Текущий забой до проведения ОВМП отбит на глубине 1139,5 м.

№	Время, мин	Диам. шайбы, мм	Ргол., ата	Рдикт, ата	Рзтр, ата	Тгол, °С	Рзаб, ата	депр., ата	дебит, тыс.м ³ /сут	q воды, л	q песка, гр.	Wводы см ³ /м ³	Wпеска, мг/м ³
1	60	31,10	9,27	7,47	10,85	6,10	11,56	3,06	96,4	1,5	0	0,373	0,000
2	60	49,10	7,20	3,34	10,31	7,00	10,89	3,73	107,3	8,0	0	1,789	0,000
3	60	63,10	8,42	2,01	10,46	7,00	11,08	3,54	109,1	18,0	0	3,960	0,000

Б. После проведения ОВМП по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ». Дата исследования: 18.10.2010. Текущий забой отбит на глубине 1139 м.

№	Время, мин	Диам. шайбы, мм	Ргол., ата	Рдикт, ата	Рзтр, ата	Тгол, °С	Рзаб, ата	депр. ата	дебит, тыс.м ³ /сут	q воды, л	q песка, гр.	Wводы см ³ /м ³	Wпеска мг/м ³
1	60	15,20	12,18	11,92	11,89	2,50	13,35	1,47	38,2	0,0	-	0,000	-
2	60	22,20	10,65	9,81	10,77	3,80	12,05	2,77	65,6	0,0	-	0,000	-
3	60	31,20	8,75	6,92	9,51	2,00	10,70	4,12	89,8	0,07	-	0,019	-
4	60	40,99	7,67	4,31	8,93	4,00	10,23	4,59	96,1	0,1	-	0,025	-

Исследование скважины № 1134 до и после проведения водоизоляции

До проведения КРС. Дата исследования: 13.07.2010

Диаметр, мм	Время режима	После		До		Qгаза м3/сут	P уст
		Вода, л	Мех. пр., г	Вода, л	Мех. пр., г		
21,2	30 мин	12	700	12	700	85,71	15,61
23,0	30 мин	12	800	12	800	91,06	15,13
25,3	30 мин	12	900	12	900	99,89	13,48
27,0	30 мин	12	950	12	950	105,34	12,75
28,9	30 мин	12	1000	12	1000	107,56	12,02

После проведения КРС. Дата исследования: 23.07.2010

Диаметр, мм	Время режима	После		До		Qгаза м3/сут	P уст
		Вода, л	Мех. пр., г	Вода, л	Мех. пр., г		
18,9	30 мин	0,2	нет	7	нет	85,93	16,9
21,2	30 мин	1,5	нет	9	нет	95,84	15,26
23,0	30 мин	4	нет	12	нет	102,39	14,32
25,2	30 мин	5	нет	7	нет	106,37	13,07
27,0	30 мин	7	нет	7	нет	110,75	12,31

После проведения КРС. Дата исследования: 09.08.2010

Диаметр, мм	Время режима	После		До		Qгаза м3/сут	P уст
		Вода, л	Мех. пр., г	Вода, л	Мех. пр., г		
19,0	20-30 мин	1	нет	нет	нет	106,65	20,58
21,1	20-30 мин	0,7	нет	нет	нет	99,7	15,9
23,1	20-30 мин	3	20	нет	нет	106,11	14,72
25,3	20-30 мин	21	20	20	нет	109,67	13,61
27,3	20-30 мин	20	100	20	нет	115,7	12,76
19		19	70	11	30	88,31	17,09

Таблица 8

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

Таблица 9

**Данные гидродинамических исследований газовой скважины
(прибор «Надым», сепаратор)**

	D шайбы, мм	P_{уст} (МО)	P_{зтр} (МО)	V_ж, л/60 мин	Q_{газа}, м³/сут
До обработки	20	42	105	32000	82,13
	22	43,1	104	45000	99,69
	24	42	103	60000	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