

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.

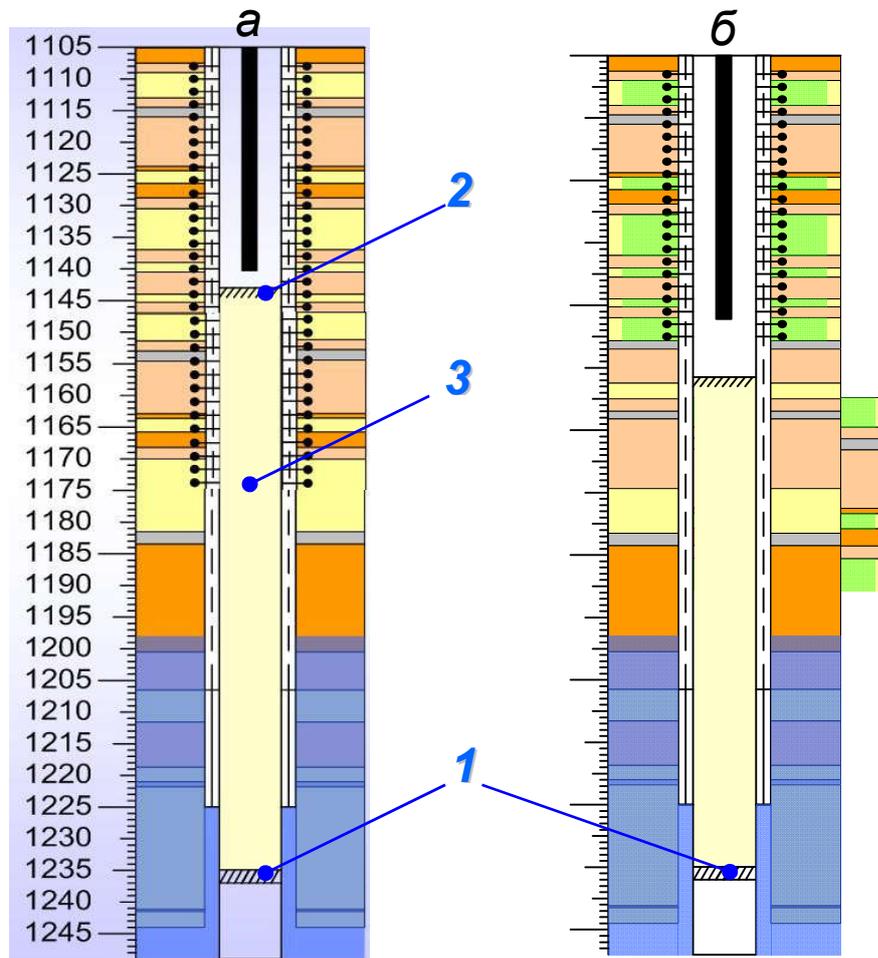


Рис. 1. Состояние забоя газовых скважин до (а) и после (б) обработки по технологии ограничения песководопроявлений:

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.

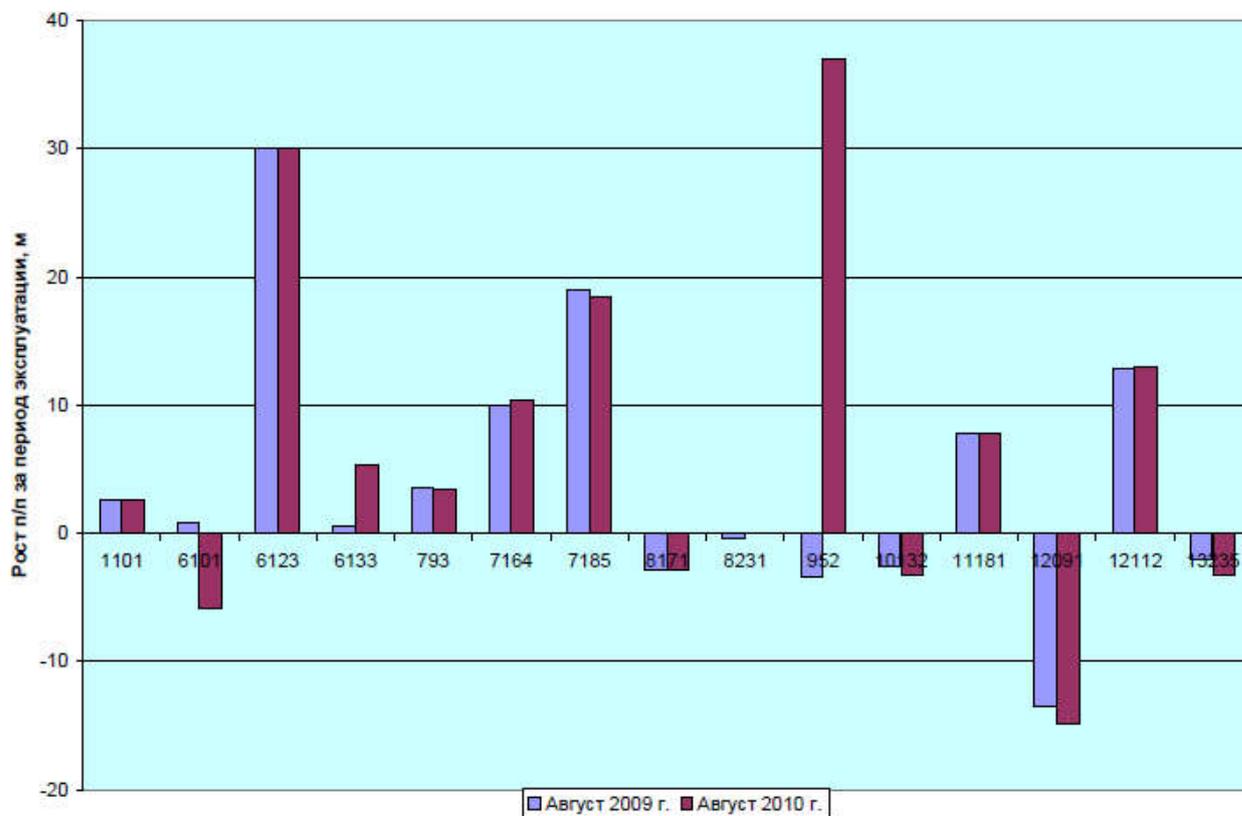


Рис. 2. Рост песчаной пробки за период эксплуатации после ОВМП (2009 г.)

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).

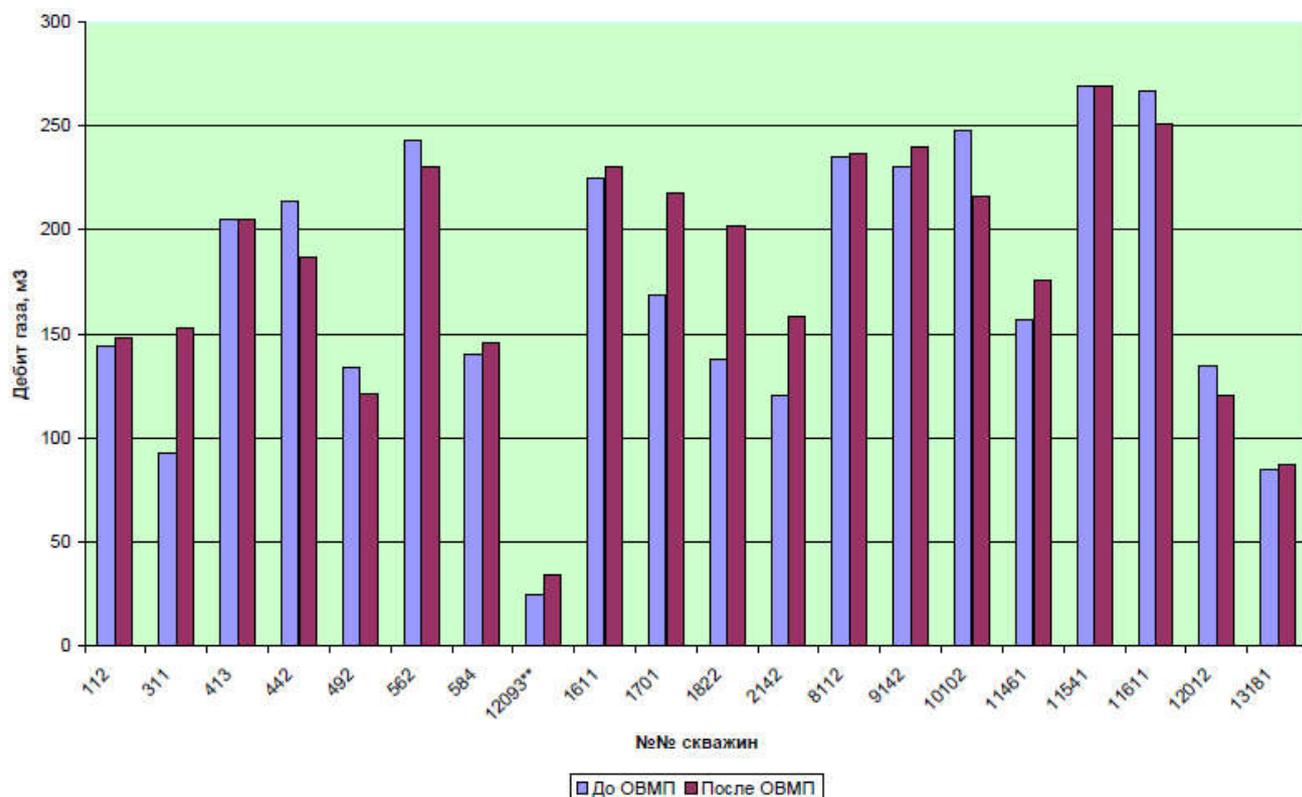


Рис. 3. Дебит газа в процессе эксплуатации до и после ОВМП (2010 г.)

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 газовойодяного контакта.

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.

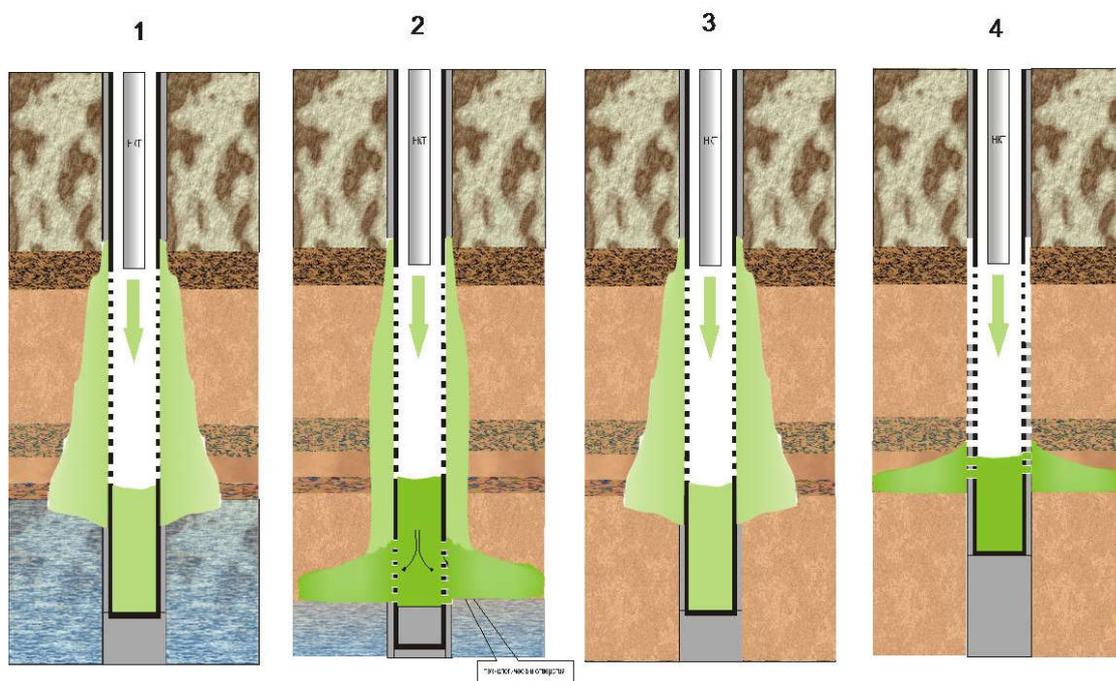


Рис. 4. Варианты создания водоизолирующего экрана

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 внутрислоевого 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} – газовойодяной 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 м/к 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 отбитки | 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. резерва |
| 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 | 1226 | 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 отбитке; ** - скважина, бездействующая до ремонта

3476 3618

Таблица 3

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

| № п/п | Интервал перфорации, м | Забои, 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)

| | Д шайбы, мм | $P_{уст}$ (МО) | $P_{зтр}$ (МО) | $V_{ж}$, л/60 мин | $Q_{газ}$, м ³ /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 |