DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-1-17-26

УДК 622.23.05

Д.В. Гришин (ООО «Газпром ПХГ», г. Москва, Российская Федерация)

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН МЕТОДОМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ХАРАКТЕРА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

D.V. Grishin (Gazprom UGS LLC, Moscow, Russian Federation)

TECHNOLOGY OF INCREASE OF WELL CAPACITY BY METHOD OF IMPROVING THE FORMATION EXPOSING CHARACTER

Введение

В настоящее время в России существует хорошо развитая система подземного хранения газа (ПХГ). Это ключевой инструмент для сглаживания пиковых нагрузок и регулирования сезонных колебаний спроса на газ, оптимизации режимов работы магистральных трубопроводов и инвестиционных затрат на их строительство, а также для поддержания гибкости и надежности поставок газа потребителям.

В настоящее время ПАО «Газпром» эксплуатирует 22 объекта подземного хранения газа на 26 газохранилищах в России: 17 - в истощенных газовых месторождениях, 8 - в водоносных горизонтах и 1 - в соляной пещере.

Ежедневная производительность сильно зависит от количества и качества эксплуатационных скважин. Качество скважины определяется ее совершенством в зоне фильтрации.

В статье рассмотрено влияние этих факторов на дебит скважины применительно к подземным хранилищам газа России.

Цели и задачи

Увеличение дебита скважины за счет устранения части перфорированной эксплуатационной колонны как преграды для фильтрационных процессов в призабойной

Background

There is a well-developed system of underground gas storage (UGS) in Russia nowadays. It is a key instrument for smoothing out the peak loads and regulating the seasonal fluctuations in gas demand, for optimizing the operational modes of the main pipelines and investment costs of their construction, and for maintaining the flexibility and reliability of gas supplies to the consumers.

At present, Gazprom operates 22 underground gas storage facilities at 26 gas storages in Russia: 17 - in depleted gas fields, 8 - in aquifers and 1 - in a salt cavern.

The daily productivity highly depends on the quantity and quality of production wells. The quality of well is determined by its perfection in area of a filtration zone.

The influence of these factors on production rate of wells in relation to the underground gas storages of Russia is considered in the article.

Aims and Objectives

The production rate of well can be increased several times by eliminating part of the perforated production string, as barriers to filtration processes in the bottomhole zone of the formation and increasing the filtration area due to the expansion of the bottomhole zone in the productive interval of the reservoir.

зоне пласта скважины и увеличения площади фильтрации за счет расширения призабойной зоны в продуктивном интервале пласта-коллектора.

В статье представлена технология, позволяющая усовершенствовать скважину при проведении ремонтных работ.

Результаты

В настоящее время технология, позволяющая усовершенствовать скважину при проведении ремонтных работ, успешно реализована на 88 скважинах на ПХГ России, в результате чего получен эффект уменьшения коэффициентов фильтрационного сопротивления и увеличение продуктивности скважин при уменьшении депрессии после расширения ствола скважины в интервале продуктивного пласта-коллектора.

In the article the technology and the tool allowing to improve a well during repair works are considered.

Results

Currently, the technology has been successfully implemented at 88 wells in the UGS facilities in Russia, resulting in a reduction in coefficients of filtration resistance, in increase in well productivity with a decrease in depression after the expansion of the wellbore in the interval of the productive reservoir.

Ключевые слова: суточная производительность, подземное хранилище газа, пласт-коллектор, эксплуатационная скважина

Key words: daily productivity, underground gas storage, reservoir bed, production well

Введение

Одним из приоритетных направлений по восстановлению добычных возможностей скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) является внедрение новых технических средств и технологий проведения ремонтных работ. Реконструкция действующих скважин особенно актуальна, если решается задача повышения производительности эксплуатационных скважин действующего фонда.

В статье рассматриваются:

- основные критерии конструкции скважин, определяющие ее совершенство по характеру и степени вскрытия продуктивного интервала пласта-коллектора;
- перспективная для ПХГ технология и применяемые инструменты для повышения производительности, позволяющие повысить дебит скважины в несколько раз за счет устранения части перфорированной эксплуатационной колонны, являющейся преградой для газового потока в призабойной зоне пласта.

Основная часть

Для выбора скважин-кандидатов с целью совершенствования характера вскрытия были проведены газодинамические исследования (ГДИ).

Для оценки состояния эксплуатационного фонда скважин ПХГ разработана методика [1], по которой результаты ГДИ по этим скважинам были помещены на одно поле (рисунок 1). Из рисунка 1 следует, что *весь фонд скважин можно разделить на три группы*. Для *первой группы* характерны высокие значения депрессии на пласт при весьма низких дебитах. *Вторая группа* скважин имеет средние значения дебита и депрессии. А *третья группа* скважин отличается высоким дебитом при малых депрессиях, дебиты третьей группы варьируются от 0,8 до 1,0 м³/сутки и более при депрессии 0,4 МПа. Такой разбег эксплуатационных характеристик свидетельствует о несовершенстве ряда скважин, но в то же время и о значительном эксплуатационном потенциале.

Рисунок 1. Индикаторные кривые по данным ГДИ скважин ПХГ

С учетом этого можно предположить, что при нелинейной фильтрации в коллекторе дебит несовершенной скважины составит около 15 % от дебита совершенной.

Уточним это предположение количественно, воспользовавшись уравнением притока газа при нелинейной фильтрации (в соответствии с характером индикаторных линий исследуемых скважин) [2]:

$$P_k^2 - P_c^2 = A \cdot Q + B \cdot Q^2, \quad (1)$$

где A , B - коэффициенты линейного и нелинейного фильтрационного сопротивления соответственно:

$$A = a \cdot (c_1 + c_2 + \ln \frac{R_k}{R_c}), \quad a = \frac{\mu \cdot P_{\Delta O} \cdot Z \cdot T_{IE}}{\pi \cdot K \cdot h \cdot T_{CT}},$$

$$B = b \cdot (\frac{1}{R_c} + C_3 + C_4), \quad b = \frac{\rho_{\Delta O} \cdot P_{\Delta O} \cdot \beta \cdot Z \cdot T_{IE}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot \sqrt{k} \cdot T_{NO}};$$

μ , Z - коэффициенты вязкости и сжимаемости газа, зависящие от давления и температуры;

$T_{пл}$, T_{CT} - температура пласта и температура на поверхности соответственно;

k , h - коэффициент проницаемости и толщина пласта;

R_c , R_k - радиусы скважины и контура питания;

ρ_{AT} - плотность газа при атмосферном давлении P_{AO} ;

β - константа пористой среды;

C_1 , C_3 - коэффициенты несовершенства по степени вскрытия пласта;

C_2 , C_4 - коэффициент несовершенства по характеру вскрытия пласта.

Из (1) следует формула для вычисления дебита

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \cdot (P_k^2 - P_c^2)}}{2 \cdot B}. \quad (2)$$

В таблице 1 представлены фактические эксплуатационные параметры несовершенной скважины, а также расчетные данные в случае ее совершенства при радиусах сква-

жины $R_c = 0,07$ м и $R_c = 0,14$ м. При этих расчетах коэффициенты совершенства скважин по степени вскрытия принимались равными $C_1 = C_3 = 0$. Как известно, коэффициенты C_2 и C_4 зависят от числа, геометрических размеров перфорационных отверстий, типа перфорации, от прочностных характеристик стенки трубы, цементного камня и др. Из-за отсутствия достоверных данных значения коэффициентов C_2 , C_4 определим аналитически. Предположим, что в пласте-коллекторе у каждого перфорационного отверстия образуется полусфера радиусом $R_0 \approx 0,03$ м. Согласно [3] коэффициент C_4 равен

$$C_4 = \frac{1}{3 \cdot n^2 \cdot R_0^3} = \frac{1}{3 \cdot 120^2 \cdot 0,03^3} \approx 0,85. \quad (3)$$

При размере перфорационного отверстия 0,01 м, глубине перфорационного канала в пласте 0,03 м (равном R_0) по графику Щурова В.И. имеем значение C_2 , равное 9.

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений, показанные в таблице 1, определялись с помощью следующих соотношений:

$$A_{COB(R_c=0,07)} = \frac{A_{HEC(R_c=0,07)} \cdot \ln \frac{150}{0,07}}{9 + \ln \frac{150}{0,07}} = 0,3537;$$

$$B_{COB(R_c=0,07)} = \frac{B_{HEC(R_c=0,07)}}{\frac{1}{0,07} + 0,85} = 0,00053;$$

$$A_{COB(R_c=0,14)} = A_{HEC(R_c=0,07)} \cdot \left(\frac{\ln \frac{150}{0,14}}{\ln \frac{150}{0,07}} \right) = 0,32176;$$

$$B_{COB(R_c=0,14)} = B_{COB(R_c=0,07)} \cdot \frac{0,07}{0,14} = 0,000265.$$

Для условно совершенной скважины при депрессии 0,4 МПа получены значения дебита Q_{COB} :

- 1014 тыс. м³/сут при $R_c = 0,07$ м;
- 1337 тыс. м³/сут при $R_c = 0,14$ м.

Таблица 1. Эксплуатационные параметры скважины ПХГ при $P_{пл} = 11,5$ МПа и депрессии 0,4 МПа

Показатели		А	В	Дебит, тыс. м ³ /сут
Фактические значения несовершенной скважины при $R_c = 0,07$		0,81	0,008	327
Расчетные значения совершенной скважины	$R_c = 0,07$	0,3537	0,00053	1014
	$R_c = 0,14$	0,32176	0,000265	1337

Отсюда следует, что если бы скважина имела открытый и чистый забой, ее дебит вырос бы в 3,5 раза. В то же время при увеличении радиуса открытого ствола в продуктивной части до $R_c = 0,14$ м дебит скважины согласно расчетам дополнительно увеличится еще на 30 %.

В 2010 г. были начаты работы по апробации предложенных мероприятий, для чего была выбрана скважина, имеющая наименьшую продуктивность. Ее дебит не превышал 467 тыс. м³/сут при весьма большой депрессии 1,08 МПа.

Для выполнения технологической операции по вырезанию эксплуатационной колонны и удаления цементного камня использовался инструмент российской компании ООО НПП «БУРИНТЕХ»: *фрезер колонный раздвижной ФКР-168* (далее фрезер) и *расширитель раздвижной РР-138/280* (далее расширитель), представленные на рисунке 2.

Эксплуатационную колонну диаметром 168 мм вырезали напротив продуктивного пласта фрезером, а затем расширили призабойную зону пласта до диаметра 280 мм расширителем.

Результаты работы расширителя представлены на рисунке 3.

После освоения скважины провели ГДИ и повторили их после трех месяцев закачки газа. Также был проведен пересчет коэффициентов A и B для скважины $R_c = 0,16$ м и фактической депрессии 0,217 МПа. Результаты представлены в таблице 2.

Фрезер колонный раздвижной ФКР-168:

Наружный диаметр вырезаемой колонны, мм	168
Наружный диаметр корпуса, мм	138
Диаметр центраторов, мм	141
Наружный диаметр по выдвинутым лопастям	215
Присоединительные резьбы по ГОСТ 28487-90	3-88

Расширитель раздвижной РР-138/280:

Наружный диаметр корпуса, мм	138
Диаметр центраторов, мм	142
Наружный диаметр по выдвинутым лопастям	280
Длина, мм	1670
Присоединительные резьбы по ГОСТ 28487-90	3-102

Рисунок 2. Фрезер колонный раздвижной ФКР-168 и расширитель раздвижной РР-138/280

Рисунок 3. Результаты геофизических исследований после проведения работ по вырезанию эксплуатационной колонны и расширения ПЗП в скважине-кандидате

Таблица 2. Расчетные и фактические показатели работы скважины

Показатели		A	B	$P_{пл}$, МПа	Депрессия, МПа	Дебит, тыс. м ³ /сут
Фактические значения несовершенной скважины при $R_c = 0,07$ м		0,81	0,008	115	0,4	327
Расчетные значения совершенной скважины	$R_c = 0,14$ м	0,32	0,00026	89,3	0,217	686
	$R_c = 0,16$ м	0,29	0,00023	89,3	0,217	807
	$R_c = 0,14$ м	0,32	0,00027	115	0,4	1337
	$R_c = 0,16$ м	0,29	0,00023	115	0,4	1729
Фактические значения скважины при $R_c = 0,16$ м		0,29	0,00006	89,3	0,217	930
Фактические значения скважины при $R_c = 0,16$ м после трех месяцев закачки		0,041	0,003	101,4	0,189	1377

Как видно из таблицы 2, фактические и расчетные значения коэффициента A практически совпадают, а значения коэффициента B отличаются. Это связано с допущениями для расчета коэффициента C_d , о чем упоминалось ранее.

Сравнивая фактические данные ГДИ до и после проведения работ и кривые, представленные на рисунке 4, можно сделать вывод: до проведения работ уравнение фильтрации проходило по закону Форхгеймера, а зависимость имела форму правильной параболы с коэффициентом фильтрационных сопротивлений, характерных для пласта-коллектора ПХГ; после проведения работ ПЗП приобрела конфигурацию, в результате которой резко снизились потери (в 10 раз) в зоне фильтрации, а скважина стала совершенной по характеру вскрытия. Ее ПЗП очистилась, а показатели работы скважины значительно возросли [1].

Для совершенствования технологии и техники удаления коьматанта с целью повышения производительности скважин был проведен анализ имеющегося на российском рынке бурового оборудования для фрезеро-

вания обсадных колонн и расширения открытого ствола скважин, предназначенных для работы в обсадных колоннах диаметром 168 мм.

При увеличении диаметра расширенной ПЗП с 250 до 400 мм дебит скважины возрастает примерно на 20 %.

Зависимость увеличения расчетного дебита скважины от диаметра призабойной зоны при различной проницаемости коллектора представлена на рисунке 5.

При проницаемости 1,0 Д теоретически возможный дебит скважины составит соответственно 1,95 млн м³/сут и 2,25 млн м³/сут. При проведении расчетов потенциального дебита скин-фактор не учитывался, поэтому данные цифры являются несколько завышенными.

Дальнейший анализ доступных расширителей, работающих в обсадной колонне диаметром 168 мм с диаметром расширки свыше 280 мм, показал, что такие расширители на российском рынке отсутствуют. Кроме того, расширители зарубежных производителей, позволяющие получить каверну до 400 мм, имеют большой диаметр корпуса и не

могут быть использованы в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм.

Систематизированные теоретические основы эффективности скважин большого диаметра были разработаны творческим коллективом сотрудников Северо-Кавказского Федерального университета и ООО «Газпром ПХГ» и изложены в монографии [4]. Данная работа была удостоена в 2015 г. Премии им. Н.К. Байбакова. В монографии изложены в новой интерпретации законы фильтрации газа в пористой среде, разработаны модели притока газа к вертикальной скважине для различных горно-геологических условий: в зонально-неоднородном и слоистом пластах. Изложены также приближенные решения задачи нестационарного притока газа к вертикальной скважине на основе квазистационарных моделей, которые позволяют обрабатывать кривые восстановления давления и определять параметры пласта по всей зоне дренирования. Подробно рассмотрены механизм процесса пескопроявления и прогнозирование выноса песка из пласта в скважину при различных режимах работы подземного хранилища. На основе изложенных моделей фильтрации разработана методика расчета размеров и степени кольматации призабойной зоны пласта по индикаторным линиям и по кривым восстановления давления. Впервые дается сравнение способов повышения производительности скважин на основе еди-

ной модели притока газа к скважинам различных конфигураций. Теоретически доказано, что наиболее эффективным способом реконструкции забоя скважин является расширение ствола в интервале пласта-коллектора.

При апробации технологии на скважинах ООО «Газпром ПХГ» с эксплуатационной колонной 168 мм применялись механические расширители, позволяющие увеличить диаметр расширки только до 280 мм. Исходя из расчетов, наиболее существенный прирост производительности может быть достигнут при увеличении диаметра расширки до 400 мм, что позволяет более полно удалить кольматант, образованный в продуктивном интервале пласта-коллектора в процессе строительства и эксплуатации скважины.

В 2014-2015 гг. были проведены опытно-промышленные испытания новой конструкции расширителя УРС-140/380СБ, геометрические размеры которого позволяют решать поставленные задачи. Расширитель УРС-140/380СБ, представленный на рисунке 6, разработан и изготовлен ООО «Газпром ПХГ», разработка защищена патентом Российской Федерации. Опытные испытания данного оборудования успешно проведены на скважинах ПХГ в 2014-2015 гг., получен положительный результат в увеличении диаметра открытого ствола до 400 мм. Результаты работ по расширению ПЗП расширителем УРС-140/380СБ представлены на рисунке 7.

Рисунок 4. Индикаторные кривые по данным ГДИ скважин до и после проведения ремонтных работ

Рисунок 5. Зависимость увеличения расчетного дебита скважины от диаметра призабойной зоны при различной проницаемости коллектора

- 1 - корпус; 2 - цилиндр;
- 3 - ниппель; 4 - кожух;
- 5 - лопасть; 6 - ось;
- 7 - муфта-поршень;
- 8 - втулка установочная;
- 9 - шток; 10 - насадка;
- 11 - конус посадочный;
- 12 - башмак; 13 - винт;
- 14 - пружина;
- 15 - кольцо регулировочное;
- 16 - корпус клапана; 17 - клапан;
- 8, 19, 20 - кольца резиновые уплотнительные

Рисунок 6. Конструкция расширителя УРС-140/380СБ (разработка и изготовление ООО «Газпром ПХГ»)

Рисунок 7. Результаты работ по расширению ПЗП расширителем УРС-140/380СБ

Выводы

В статье представлена современная технология повышения производительности скважин методом совершенствования характера вскрытия пласта-коллектора, применяемая на скважинах ПХГ России.

Использование с 2010 г. данной технологии на ПХГ позволило многократно повысить производительность эксплуатационных скважин.

На объектах ПХГ России данные работы были выполнены на 88 скважинах. В таблице 3 представлен суммарный прирост потенциала по производительности ПХГ 18,2 млн м³/сут, полученный при реализации данной технологии.

Внедрение технологии повышения производительности скважин ПХГ ПАО «Газпром» методом совершенствования характе-

ра вскрытия пласта скважин подтвердило ее высокую эффективность, так фактический экономический эффект за 2010-2016 гг. за счет экономии капитальных вложений составил 1 232,49 млн руб. [5].

В ходе проделанной работы было доказано уменьшение коэффициентов фильтрационного сопротивления, увеличение продуктивности скважин при уменьшении депрессии после расширки ствола скважины в интервале продуктивного пласта-коллектора.

Таким образом, уже сейчас можно утверждать, что использование современных технологий и инструмента для фрезерования и дальнейшего расширения продуктивной части пласта при реконструкции и капитальном ремонте скважин позволяют значительно увеличить суточную производительность ПХГ.

Таблица 3. Прирост потенциала по производительности на скважинах ПХГ

Наименование ПХГ	Количество скважин с РПЗП	Прирост потенциала по производительности ПХГ, млн м ³ /сут	Средний прирост производительности на 1 скважине, млн м ³ /сут
Московское	2	0,3	0,15
Степновское	10	3,4	0,30
Калужское	10	6,5	1,30
Касимовское	28	4,4	0,20
Увязовское	16	1,1	0,14
Елшано-Курдюмское	11	0,7	0,10
Песчано-Уметское ПХГ	11	1,8	0,18
Итого	88	18,2	0,21

Список литературы

1. Гришин Д.В., Позднухов С.В., Дубенко Д.В., Линов Д.С. Повышение производительности скважин Калужского ПХГ за счет совершенствования характера вскрытия пласта // Газовая промышленность. 2014. № 03 (703). С. 52-55.
2. Гриценко А.И., Ермилов О.М., Зотов Г.А. и др. Технология разработки крупных газовых месторождений. М.: Недра, 1990. 302 с.
3. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Зотов Г.А., Ремизов В.В. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
4. Васильев В.А., Гришин Д.В., Голод Г.С., Епишов А.П., Гунькина Т.А., Машков В.А. Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора / Под ред. канд. экон. наук, лауреата Премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники С.В. Шилова. М.: ТПС Принт, 2016. 264 с.
5. СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР» / Утвержден приказом от 16.08.2004 № 70. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 54 с.

Автор

• Гришин Дмитрий Валерьевич
ООО «Газпром ПХГ»
Заместитель Генерального директора - главный инженер
Российская Федерация, 117420, г. Москва,
ул. Наметкина, д.12А
e-mail: nashnex@bk.ru

References

1. Grishin D.V., Pozdnuhov S.V., Dubenko D.V., Linov D.S. *Povyshenie proizvoditel'nosti skvazhin Kaluzhskogo PKhG za schet sovershenstvovaniya kharaktera vskrytiya plasta* [Increase in Productivity of Kaluga UGS Wells due to Increasing an Area of a Filtration Zone]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas industry*, 2014, No. 03 (703), pp. 52-55. (in Russ.).
2. Gritsenko A.I., Ermilov O.M., Zotov G.A., e.a. *Tekhnologiya razrabotki krupnykh gazovykh mestorozhdenii* [Technology of Large Gas Fields Development]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 302 p. (in Russ.).
3. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Zotov G.A., Remizov V.V. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin* [Guideline of Well Studies]. Moscow, Nauka, 1995. 523 p. (in Russ.).
4. Vasil'ev V.A., Grishin D.V., Golod G.S., Epishov A.P., Gun'kina T.A., Mashkov V.A. *Teoriya i praktika ekspluatatsii podzemnykh khranilishch gaza v usloviyakh razrusheniya plasta-kollektora* [Theory and Practice of Operating Underground Gas Storage Facilities in Conditions of Reservoir Destruction]. Moscow, TPS Print, 2016. 264 p. (in Russ.).
5. *STO Gazprom RD 1.12-096-2004 «Vnutri korporativnye pravila otsenki effektivnosti NIOKR»* [Gazprom Standard 1.12-096-2004 «Intra-Corporate Rules for Assessing the Effectiveness of R & D»]. Moscow, IRTs Gazprom, 2004. 54 p. (in Russ.).

The Author

• Grishin Dmitry V.
Gazprom UGS LLC
Deputy General Director - Chief Engineer
12A, Nаметкина st., Moscow, 117420,
Russian Federation
e-mail: nashnex@bk.ru