

УДК 622.279.5.001.42

## Усовершенствование методологии проведения газодинамических исследований в горизонтальных газовых скважинах

Е.В. Чепкасова<sup>1\*</sup>, В.Ю. Силов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Российская Федерация, 629806, ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Республики, д. 20

\* E-mail: chepkasova.ev@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

**Тезисы.** Увеличение в настоящее время числа вводимых в разработку сложнопостроенных месторождений, которые характеризуются маломощными неоднородными коллекторами, приводит к росту количества горизонтальных скважин, эксплуатирующих месторождения. Широкое использование горизонтальных скважин требует новых подходов к контролю выработки запасов, сосредоточенных в таких залежах. Сложная конструкция горизонтальных скважин инициирует использование высокотехнологичного оборудования доставки исследовательских приборов к интервалу притока пластового газа. В работе предложен алгоритм проведения газодинамических исследований в скважинах со сложным профилем посредством спуска спарки глубинных манометров на обычной исследовательской проволоке, обеспечивающий высокий уровень достоверности полученных результатов.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, газодинамические исследования, трудноизвлекаемые запасы.

Эффективность выработки запасов, сосредоточенных в месторождениях углеводородов, напрямую зависит от контроля разработки. Газодинамические исследования (ГДИ) являются составляющей комплекса мониторинга и контроля разработки месторождений. К основным задачам ГДИ принято относить определение фильтрационных параметров залежи, оценку состояния околоскважинной зоны пласта, установление эффективности существующей системы разработки и др. Согласно инструкции<sup>1</sup> периодичность исследований скважин устанавливается в соответствии с проектными документами по разработке. В среднем по месторождениям ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (далее – Общество) ежегодный охват эксплуатационных скважин ГДИ составляет 25–30 %, что позволяет за три-четыре года исследовать 100 % эксплуатационного фонда каждого месторождения. В Обществе ГДИ принято осуществлять собственными силами геологических служб промыслов. Интерпретацией полученных с промысла данных занимаются специалисты группы газодинамических исследований Инженерно-технического центра.

Широкое вовлечение в разработку сложнопостроенных газовых месторождений, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами и высокой степенью неоднородности коллекторов, обуславливает эксплуатацию подобных залежей системой горизонтальных скважин. Поэтому специалистам Общества поручили разработать методологию проведения ГДИ в горизонтальных скважинах собственными силами Общества, т.е. без использования специальных дорогостоящих технологий доставки глубинных приборов к интервалам притока пластового газа к скважине, но обеспечить при этом высокий уровень достоверности результатов ГДИ. Впоследствии эта задача была решена.

### Разработанная методология проведения ГДИ в горизонтальных скважинах

Конструктивные особенности горизонтальных скважин ограничивают спуск глубинных приборов посредством стандартной исследовательской проволоки максимальной глубиной прохождения прибора, поэтому в настоящее время для глубинных ГДИ

<sup>1</sup> См. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 1.

широко используют специальные технологии доставки приборов: колтбунг, специальные скважинные тракторы и др. Нередко новые скважины оснащают интеллектуальными комплексами подземного оборудования, но это требует дополнительных капитальных затрат при строительстве скважин, а кроме того, существуют технологические трудности установки такого оборудования в горизонтальный ствол скважины.

Поскольку упомянутая работа была нацелена на проведение качественных ГДИ в горизонтальных скважинах силами специалистов Общества, то исходный набор оборудования и технологий ограничили исследовательской проволокой, глубинными манометрами и термометрами. Максимальная глубина прохождения прибора, спускаемого на проволоке под действием собственного веса, обеспечивается при кривизне скважины не более  $60^\circ$ . При этом забойные параметры, записанные манометром, отличаются от параметров, которые были бы записаны при спуске прибора до глубины притока пластового газа в скважину. При интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах необходимо учитывать эти отличия и вводить соответствующие поправки в записанную кривую забойного давления, поскольку все выкладки теории массопереноса рассчитаны на условия притока пластового флюида.

Алгоритм проведения ГДИ в горизонтальных скважинах предложенным методом иден-

тичен алгоритму исследований в вертикальных скважинах: на исследовательской проволоке осуществляется спуск глубинного манометра совместно с термометром (рис. 1). В процессе спуска необходимо осуществить запись эпюры давления и температуры по стволу скважины, находящейся в рабочем режиме. Для этого движение приборов по стволу скважины периодически приостанавливают на пять-десять минут для записи регистрируемых параметров на глубине остановки. В данном случае остановки осуществляют через каждые 200 м до максимальной глубины прохождения прибора.

Второй этап ГДИ в горизонтальных скважинах – регистрация давления и температуры в точке записи по следующей схеме: отработка скважины в течение 30 мин на рабочем режиме с последующей остановкой для проведения исследований методом кривой восстановления давления (КВД), длительность которых предварительно оценивается по усредненным фильтрационным параметрам залежи, с целью обеспечения радиального фильтрационного потока [1, 2]. Для горизонтальных газовых скважин месторождений Общества длительность КВД варьируется от 3,5 до 5 ч. Далее скважину отработывают на трех-четырех режимах длительностью от 1 до 2 ч, разделенных между собой промежуточными 2-часовыми циклами КВД, что позволяет определить зависимость интегрального скин-фактора от дебита газовых скважин. Таким образом, в качестве исходной

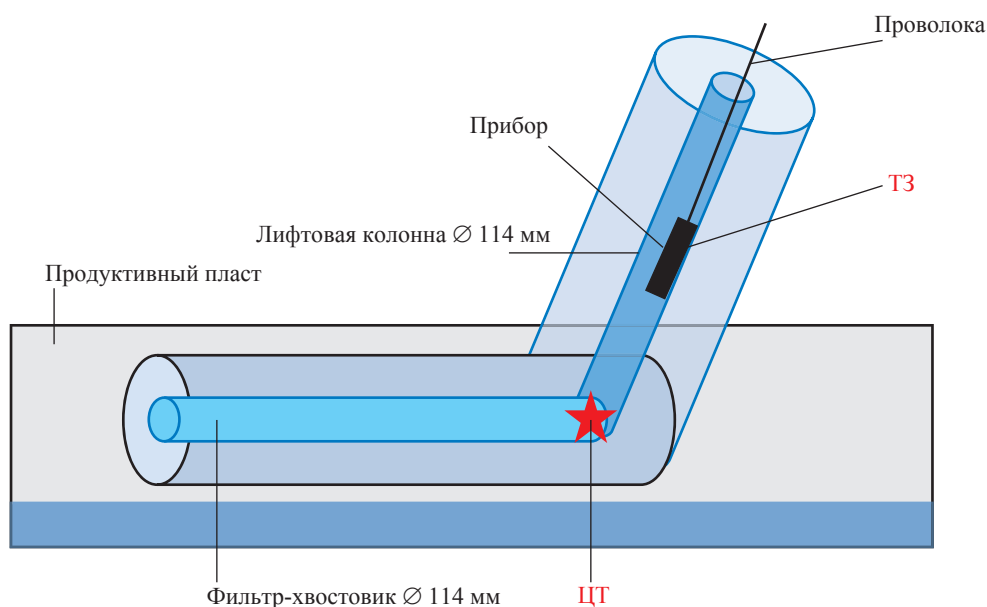


Рис. 1. Схема проведения ГДИ в горизонтальной скважине:  
ТЗ – точка записи; ЦТ – целевая точка

информации в Инженерно-технический центр поступают кривые, записанные при спуске и регистрации параметров в ТЗ (рис. 2).

Преобразование записанной в ТЗ кривой к условиям ЦТ осуществляется с использованием программного комплекса PipeSim (разработчик – Schlumberger), где создают модель гидравлических потерь в исследуемой скважине с последующей ее настройкой на фактическую эпюру давления и температуру, записанные в процессе спуска глубинных приборов (рис. 3). Предполагается, что если продукцией скважины является сухой газ, то корреляция, позволяющая описать поток на рабочем режиме выше ТЗ,

должна работать и ниже нее, т.е. до глубины ЦТ [3]. Таким образом, с использованием настроенной корреляции потока можно скорректировать величину забойного давления в ЦТ на любом из режимов работы скважины.

В циклах КВД в остановленной скважине коррективка давления производится с использованием барометрического преобразования Лапласа – Бабине [4]:

$$P_{пл} = P_{стат.ТЗ} e^{0,03415 \frac{\bar{p}H}{Z_{cp} T_{cp}}}$$

где  $P_{пл}$  – расчетное пластовое давление в ЦТ, МПа;  $P_{стат.ТЗ}$  – статическое давление в ТЗ, МПа;

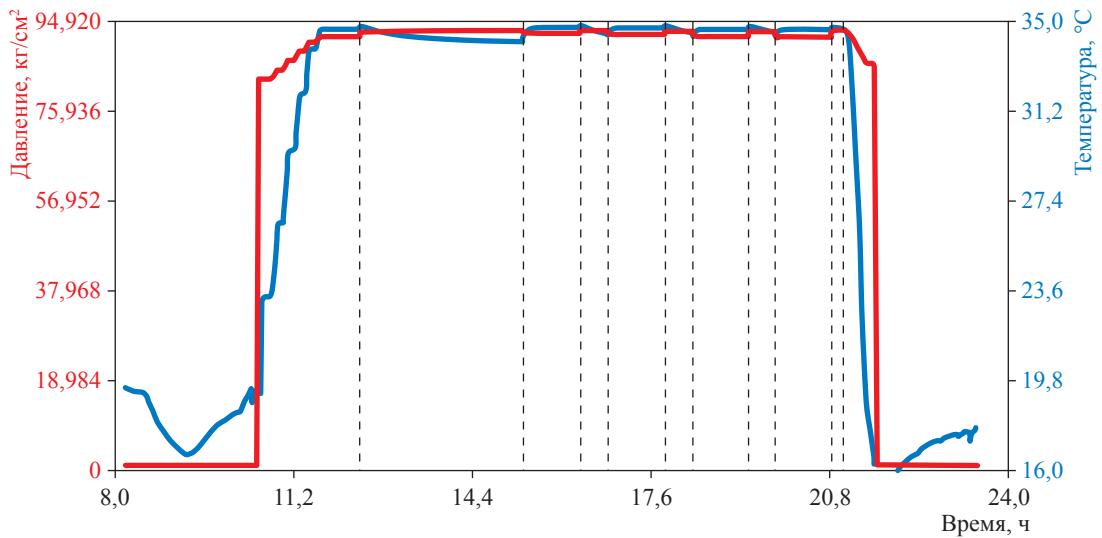


Рис. 2. Кривые изменения давления и температуры, записанные забойными манометром и термометром

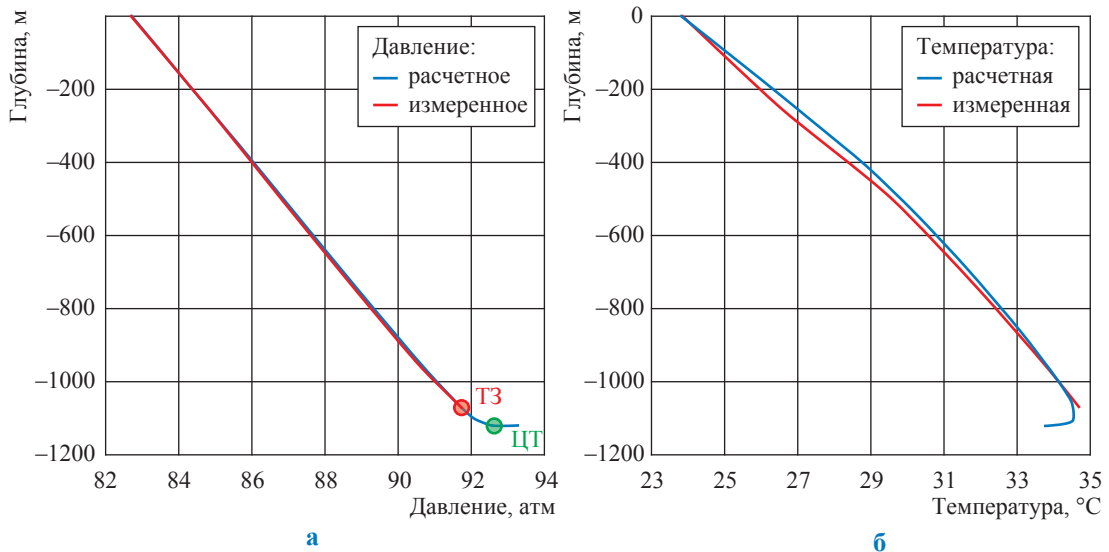


Рис. 3. Настройка модели гидравлических потерь. Распределение давления (а) и температуры (б) по стволу работающей скважины

$H$  – расстояние по вертикали от ТЗ до ЦТ, м;  $T_{\text{ср}}$  – средняя температура газа по стволу в скважине между ТЗ и ЦТ, К;  $Z_{\text{ср}}$  – средний коэффициент сжимаемости газа в пространстве между ТЗ и ЦТ;  $\bar{\rho}$  – относительная плотность газа.

Далее стандартной интерпретации подвергается новая, «преобразованная к условиям ЦТ» кривая, которая совместно с исходной кривой представлена на рис. 4.

Совмещение на одном графике изменения давления  $P$  по времени  $t$  (в логарифмической

шкале) и производной  $\frac{\partial P}{\partial \ln(t)}$  обеих КВД (мо-

дифицированной и исходной) позволит графически отобразить различие и сходство принятых к интерпретации данных. Видно (рис. 5),

что производные  $\frac{\partial P}{\partial \ln(t)}$  в билогарифмиче-

ском масштабе обеих кривых совпадают, следовательно, проницаемость (латеральная и вертикальная), работающая длина горизонтальной скважины, положение скважины в пласте будут идентичными при принятии к интерпретации как исходной, так и преобразованной к условиям ЦТ кривой. Давление меняется по-разному (применительно к циклам КВД, построенным в билогарифмическом масштабе), следовательно, при интерпретации данных нужно учитывать, что полученные в результате параметры состояния околоскважинной зоны пласта (скин-фактор,  $D$ -фактор, а также зависящие от них коэффициенты фильтра-

ционного сопротивления  $a$  и  $b$ ) будут отличаться для исходной кривой и кривой, преобразованной к условиям ЦТ (таблица).

Так, при интерпретации исходной кривой  $D$ -фактор, отвечающий за отклонение фильтрации газа от закона Дарси, достигает величины  $1,85 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^3/\text{сут)}^{-1}$ , что не характерно для горизонтальных скважин. Значительно большая площадь фильтрации газа в горизонтальных скважинах по сравнению с вертикальными приводит к минимизации эффектов турбулентности в околоскважинной зоне пласта и, как следствие, к минимизации  $D$ -фактора. Также стоит обратить внимание на скин-фактор, который для горизонтальных скважин принимает максимальные отрицательные значения, что обусловлено геометрией потока.

Фильтрационные коэффициенты  $a$  и  $b$  тоже различаются (см. таблицу), что связано с несопадением давлений в ТЗ и ЦТ при отработке скважины на различных режимах (см. рис. 5).

Таким образом, можно резюмировать, что решение, найденное с использованием исходной кривой, не будет корректно описывать физику процессов, протекающих в околоскважинной зоне пласта, и определенные таким образом данные использовать для прогнозирования режима работы скважины нельзя.

### Опробование методики

Разработанный алгоритм интерпретации ГДИ в скважинах со сложным профилем начали апробировать в 2013 г. на месторождениях Общества. Для каждой скважины разработан

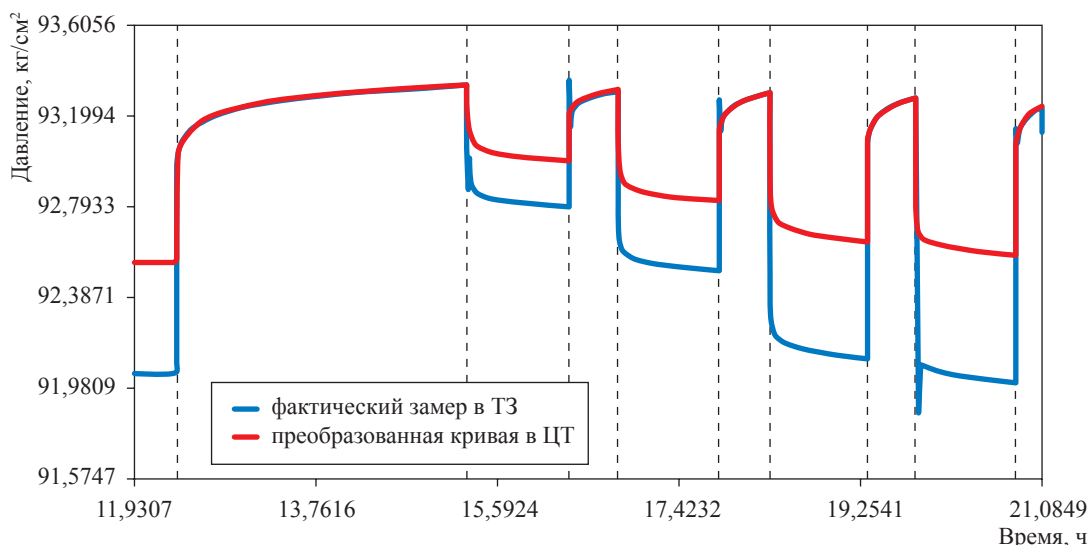


Рис. 4. Сопоставление исходной и преобразованной кривых забойного давления

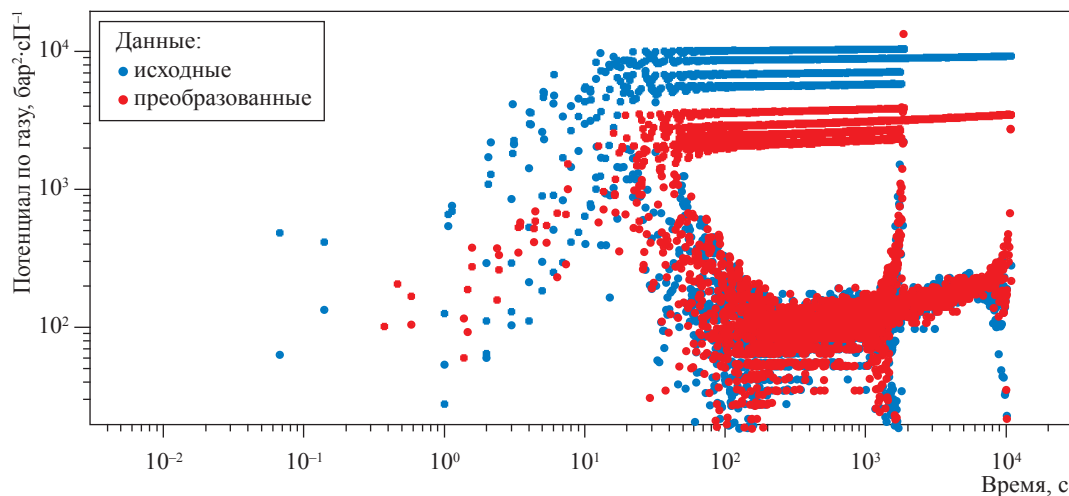


Рис. 5. Сопоставление диагностических графиков исходной и преобразованной КВД

**Сопоставление результатов интерпретации ГДИ**

Параметр	Исходная кривая	Модифицированная кривая
Динамическая проводимость коллектора, мД·м	38298,9	38298,9
Эффективная проницаемость, мД	2239,7	2239,7
Скин-фактор (механический), б.р.	-1	-2,35
D-фактор, (сут/м <sup>3</sup> ) <sup>-1</sup>	1,85·10 <sup>-4</sup>	4,344·10 <sup>-5</sup>
a, (кг/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> (тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>-1</sup>	0,0576	0,04239
b, (кг/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> (тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>-1</sup>	5,84·10 <sup>-4</sup>	1,97·10 <sup>-4</sup>
Максимальный потенциальный дебит (МПД) газа при температуре 20 °С, м <sup>3</sup> /сут	2,23·10 <sup>6</sup>	3,9·10 <sup>6</sup>
Расчетная работающая длина, м	200,2	200,2

Примечание: цветом выделены ячейки, содержащие отличающиеся значения соответствующего параметра.

индивидуальный дизайн исследования по технологии КВД–ИД (ИД – индикаторная диаграмма), отвечающий современным подходам и требованиям. Работоспособность метода оценена сравнением результатов ГДИ «на проволоке» с результатами промыслово-геофизических исследований (ПГИ) на колтюбинге. На рис. 6 сопоставлены различные данные о расчетной работающей длине горизонтального ствола скважины на одном из месторождений, эксплуатируемых системой горизонтальных скважин. Хорошая сходимость результатов, полученных при ГДИ, с результатами ПГИ на колтюбинге свидетельствует о работоспособности метода. Различия в значениях работающей длины горизонтальной скважины не превышают 30 м, причем получены они для притока низкой интенсивности. Отдельно стоит отметить скв. 1033 и 1012, для которых работающие длины, определенные в ходе ГДИ, значительно превосходят длины, определенные методами ПГИ,

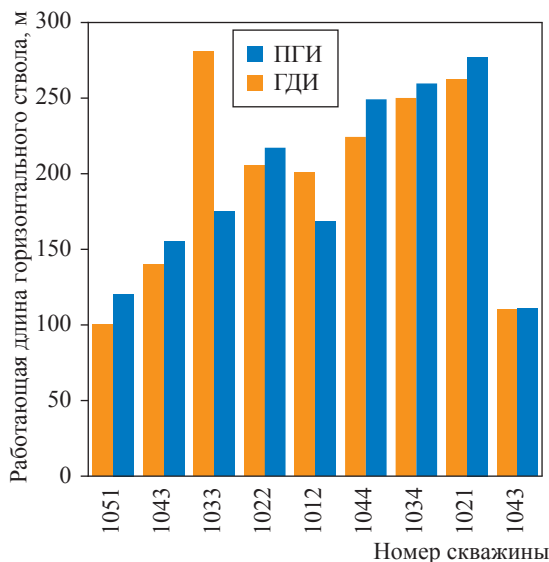


Рис. 6. Сопоставление результатов определения работающей длины горизонтального ствола по ГДИ и ПГИ

что связано с невозможностью спуска прибора в ствол скважины и демонстрирует преимущества разработанной методики.

Помимо работающей длины сравнению подверглось забойное давление в ЦТ работающей горизонтальной скважины, показавшее высокую сходимости расчетных (модельных в PipeSim) значений с фактическим замером при проведении ПГИ, что также говорит об адекватности разработанной методики. Относительная погрешность расчетных значений величины забойного давления для анализируемых скважин не превысила 0,74 %.

Несмотря на хорошие результаты апробирования методики проведения малозатратных ГДИ в скважинах с горизонтальным заканчиванием, стоит отметить, что способ опробован на скважинах, продукцией которых является сухой газ. Недостаток метода в том, что в процессе интерпретации происходит замена прямых замеров забойного давления на расчетные величины, что не всегда положительно сказывается

на конечном результате. Также нужно иметь в виду, что метод справедлив для условий отсутствия столба воды и песчаных пробок, расположенных ниже точки записи по стволу.

\*\*\*

Таким образом, предложен и апробирован на газовых месторождениях малозатратный способ проведения ГДИ в горизонтальных скважинах, который позволяет: в условиях ограниченности ресурсов не прибегать к использованию сложных и дорогостоящих технологий; повысить эффективность контроля разработки залежей и их отдельных участков, эксплуатируемых горизонтальными скважинами; увеличить выработку запасов, сосредоточенных в сложнопостроенных месторождениях; повысить достоверность расчетных прогнозных показателей разработки на основании параметров, полученных в ходе обработки данных ГДИ в скважинах со сложным профилем.

## Список литературы

1. Мингазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мингазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
2. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer-aided approach / R.N. Horne. – 2<sup>nd</sup> ed. – Palo Alto, CA: Petroway, Inc., 1995.
3. Силов В.Ю. Малозатратный способ проведения газодинамических исследований горизонтальных скважин на примере Муравленковского месторождения / В.Ю. Силов, А.И. Мальцев, В.В. Силова // Инженерная практика. – 2014. – № 4. – С. 98–102.
4. Алиев З.С. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин: учеб. пособие для вузов / З.С. Алиев, Л.В. Самуйлова, Д.А. Мараков. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 217 с.

## Improving procedure for gas-dynamic research in horizontal gas wells

Ye.V. Chepkasova<sup>1\*</sup>, V.Yu. Silov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC, Bld. 20, Respubliki street, Noyabrsk, Yamal-Nenets Autonomous District, 629806, Russian Federation

\* E-mail: chepkasova.ev@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

**Abstract.** Putting in production lots of complex-featured hydrocarbon fields with thin, heterogeneous reservoirs multiplies up a number of horizontal wells there. And wide usage of horizontal wells makes develop new approaches in order to control recovery of reserves agglomerated in these fields. Elaborate design of horizontal wells initiates application of high-tech equipment for delivering research instruments to an interval of native gas inflow.

So, an algorithm for gas-dynamic research of wells with complex profile is suggested. It supposes descending a pair of downhole pressure gauges into a horizontal well by means of a common research wire. The suggested method will provide for high reliability of measured data.

**Keywords:** horizontal well, gas-dynamic research, hard-to-recover reserves.

#### References

1. MINGAZEYEV, P.V., M.V. PANKOV, T.Ye. KULAGINA et al. *Hydrodynamic research of wells* [Gidrodinamicheskiye issledovaniya skvazhin]. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishers, 2004. (Russ.).
2. HORNE, R.N. *Modern well test analysis: a computer-aided approach*. 2<sup>nd</sup> ed. Palo Alto, CA: Petroway, Inc., 1995.
3. SILOV, V.Yu., A.I. MALTSEV, V.V. SILOVA. Low-cost way for gas-dynamic research of horizontal well on example of Muravlenkovskoye field [Malozatratnyy sposob provedeniya gazodinamicheskikh issledovaniy gorizontalnykh skvazhin na primere Muravlenkovskogo mestorozhdeniya]. *Inzhenernaya praktika*. 2014, no. 4. pp. 98–102. (Russ.).
4. ALIYEV, Z.S., L.V. SAMUYLOVA and D.A. MARAKOV. *Gas-hydrodynamic research of gas layers and wells* [Gazogidrodinamicheskiye issledovaniya gazovykh plastov i skvazhin]: text edition for universities. Moscow: MAKS Press, 2011. (Russ.).