

## Повышение эффективности моделирования притока к газоконденсатным горизонтальным скважинам при помощи инструмента определения профиля притока

Богдан Леонидович Васильев<sup>1,2✉</sup>, Наиль Габсалямич Мусакаев<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup> Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Газпромнефть-Заполярье, Тюмень, Россия

<sup>3</sup> Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: bogdan\_vasilev\_1999@mail.ru✉

**Аннотация.** Разработка месторождений углеводородного сырья с использованием горизонтальных скважин позволяет с минимальной депрессией достигнуть рентабельных дебитов и повысить коэффициент извлечения нефти. После запуска в работу горизонтальной скважины и в процессе ее последующей эксплуатации необходимо провести промысловые геофизические исследования для оценки состояния ствола скважины и оптимизации разработки. Но при проведении и интерпретации таких исследований могут возникнуть затруднения с качественным и количественным определением такого важного показателя, как профиль притока, что может свидетельствовать о низкой информативности проведенного исследования. Негативное влияние этого фактора на добычу углеводородного сырья может выступить в качестве существенной причины значительных просчетов в разработке месторождений углеводородов. В данной работе рассмотрены основные причины низкой информативности промыслово-геофизических исследований в скважинах с горизонтальным окончанием, а также способы повышения точности данных исследований. Целью работы является создание цифрового инструмента по определению профиля притока флюида к газовым горизонтальным добывающим скважинам по данным скважинной барометрии, который может дополнить или заменить низкоинформативную во многих случаях механическую расходомерию. Представлено описание методики расчета и осуществлена на основе реальных промысловых данных проверка эффективности созданного инструмента. Расчетным путем показана его эффективность. Так, построенная

расчетная эпюра давления имеет хорошую сходимость с промышленными данными, расчетный дебит также совпал с фактическим. Оценены риски и дальнейшие улучшения предлагаемого инструмента.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, газ, конденсат, механическая расходомерия, барометрия, промыслово-геофизические исследования

**Благодарности:** работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (№ 124021500017-5).

**Цитирование:** Васильев Б. А., Мусакаев Н. Г. 2024. Повышение эффективности моделирования притока к газоконденсатным горизонтальным скважинам при помощи инструмента определения профиля притока // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 3 (39). С. 102–116. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-102-116>

Поступила 20.06.2024; одобрена 15.08.2024; принята 02.10.2024

## Improving the efficiency of modeling inflow to gas-condensate horizontal wells using an inflow profiling tool

Bogdan L. Vasiliev<sup>1, 2✉</sup>, Nail G. Musakaev<sup>1, 3</sup>

<sup>1</sup> University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup> Gazpromneft-Zapolyarye, Tyumen, Russia

<sup>3</sup> Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

Corresponding author: bogdan\_vasilev\_1999@mail.ru✉

**Abstract.** The development of hydrocarbon deposits using horizontal wells makes it possible to achieve profitable flow rates with minimal depression and increase the oil recovery factor. Having launched and running a horizontal well, it is necessary to conduct field geophysical surveys to assess the condition of the wellbore and optimize development. But when conducting and interpreting such studies, difficulties may arise with the qualitative and quantitative determination of such an important indicator as the inflow profile, which may indicate the low information content of the study. The negative impact of this factor on the production of hydrocarbon raw materials can act as a significant reason for significant miscalculations in the development of hydrocarbon fields. This paper discusses the main reasons for the low information content of field geophysical surveys in wells with horizontal completion,

as well as ways to improve the accuracy of survey data. The goal of the work is to create a digital tool for determining the profile of fluid inflow to gas horizontal production wells based on well barometry data, which can complement or replace mechanical flow metering, which is low-informative in many cases. A description of the calculation methodology is presented and the effectiveness of the created tool is verified based on real field data. Its effectiveness has been shown by calculation; the calculated pressure diagram has good convergence with field data, and the calculated flow rate also coincides with the actual flow rate. The risks and further improvements of the proposed tool are assessed.

**Keywords:** horizontal well, gas, condensate, mechanical flow metering, barometry, field logging

**Acknowledgements:** the research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. 124021500017-5).

**Citation:** Vasiliev, B. L., & Musakaev, N. G. (2024). Improving the efficiency of modeling inflow to gas-condensate horizontal wells using an inflow profiling tool. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(3), 102–116. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-102-116>

Received Jun. 20, 2024; Reviewed Aug. 15, 2024; Accepted Oct. 2, 2024

## Введение

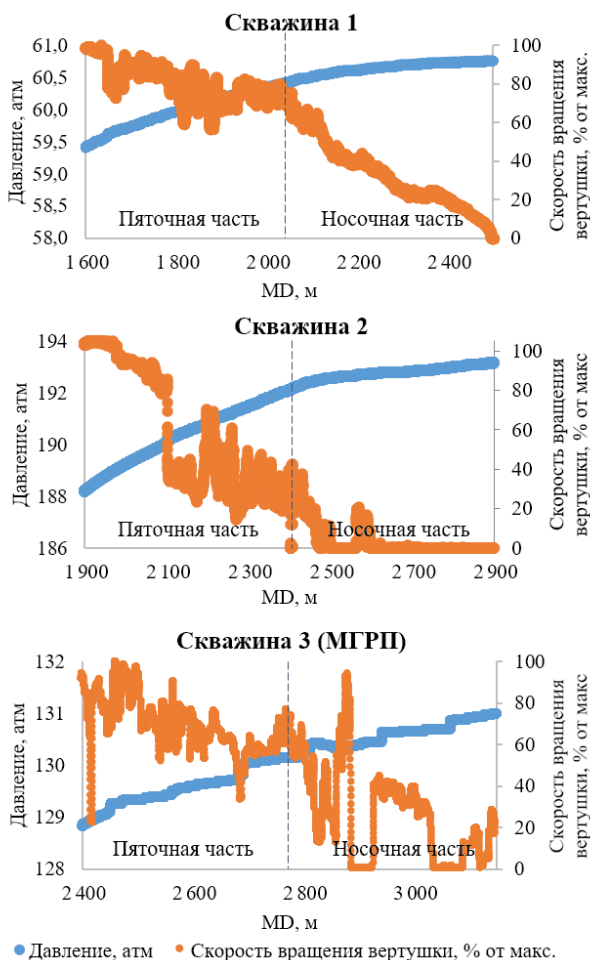
В последние годы всё большая доля добычи нефти и газа производится с использованием горизонтальных одно- и многоствольных скважин с горизонтальным окончанием (горизонтальная скважина), позволяющих с минимально возможной депрессией достигнуть рентабельных дебитов и высокой нефте- и газоотдачи пласта. Разработка месторождений углеводородного сырья с помощью горизонтальных скважин позволяет в ряде случаев повысить коэффициент извлечения нефти (КИН); так, по данным из открытых источников, использование горизонтальных скважин дает прирост КИН на 9% [Валиуллин, Яруллин, 2014].

После запуска в работу горизонтальной скважины и в процессе ее последующей эксплуатации необходимо провести промысловые геофизические исследования (ПГИ) для оценки состояния ствола скважины и оптимизации разработки [Ипатов, Кремнецкий, 2010]. Стоит отметить, что технология ПГИ создает условия для решения ряда задач контроля, а именно для нахождения гидродинамических характеристик пористого коллектора, выбора нужного для целей производства режима функционирования технологического оборудования скважины, анализа текущего состояния фонда скважин, изучения процесса вытеснения флюида в пласте и т. д. [Колесникова и др., 2016].

При проведении и интерпретации промыслово-геофизических исследований могут проявиться существенные затруднения, связанные с качественным и количественным установлением такого важного показателя, как профиль притока [Гринченко и др.,

2020]. Данный показатель важен при решении ряда задач, таких как адаптация гидродинамической модели насыщенного пласта и, соответственно, повышение качества прогнозных расчетов, оценка эффективности работы ствола скважины, планирование технических и технологических операций на действующей скважине, а также подсчет запасов углеводородного сырья и их выработки. Качественное и количественное определение профилей притока является одной из важнейших задач при изучении эксплуатационных характеристик пласта. Данный параметр в горизонтальных скважинах определяют методами ПГИ [Abdel-Ghani и др., 2011; Al-Harhi, Ahmad, 2013] или с помощью стационарных систем дистанционного долговременного мониторинга.

На рис. 1 представлен пример проведенных промыслово-геофизических исследований, а именно барометрии и механической расходомерии (РГД), для трех разных скважин.



**Рис. 1.** Результаты барометрии и механической расходомерии для горизонтальных скважин

**Fig. 1.** Results of barometry and mechanical flow metering for horizontal wells

Видно, что скорость вращения вертушки механического расходомера ведет себя некорректно на некоторых участках (это обстоятельство наиболее заметно при исследовании скважин 2 и 3), где скорость значительно изменяется в пределах одного и того же участка, что может свидетельствовать о низкой информативности проведенного исследования и невозможности оценки (не только на количественном, но и на качественном уровне) о характере притока к горизонтальной скважине.

## Методы

Неинформативность методов ПГИ исходит из того, что в добывающих компаниях имеются трудности при проведении и интерпретации данных исследований в скважинах с горизонтальным окончанием. Условия проведения исследований в вертикальных и горизонтальных скважинах могут существенным образом различаться, поэтому действовать по ранее отработанным алгоритмам уже не получается.

Первой причиной вышеобозначенного различия выступает то, что в скважине движется многофазная смесь сложного состава и структуры, зачастую имеющая характер расслоенного потока [Валиуллин и др., 2002; Falcone и др., 2008]. Такое возможно независимо от того, с какой скважиной приходится иметь дело (нефтяной, газовой). Более тяжелая фаза движется ближе к нижней направляющей горизонтальной скважины, более легкая ближе к верху, притом с разными скоростями; происходит явление проскальзывания, что делает неинформативной механическую расходомерию, имеющую одну вертушку, центрированную в стволе скважины.

Второй причиной неинформативности методов ПГИ в горизонтальных скважинах является однородность физических полей (в первую очередь, теплового поля) в горизонтальном участке.

Третья причина — спуск компоновки приборов в большинстве случаев производится на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ), что обуславливает изменение притока флюида к стволу в связи с изменяющейся газо- и гидродинамикой флюида и дросселированием потока.

Четвертая причина — сложность траектории горизонтальной скважины и появление из-за этого в стволе застойных зон. В скважине образуется застойная зона, крыльчатка расходомера и другие датчики забиваются, и замер из-за этого получается неинформативным.

На основе вышеизложенных сложностей были выделены несколько групп методов повышения точности ПГИ в горизонтальной скважине.

*Первый — изменение метода спуска прибора в скважину.* Были отобраны три основных метода (ГНКТ, жесткий кабель и забойный трактор) и проведен сравнительный анализ по условиям их применения.

Как уже было сказано ранее, при спуске ГНКТ происходит изменение гидравлики в стволе скважины, которое нужно учитывать при интерпретации, при этом риск аварии при спуско-подъемных операциях через НКТ невелик. Что касается забойного трактора, то снижение эксплуатационных расходов на 20% по сравнению с ГНКТ не компенсирует высокий риск зацепления трактора за НКТ. Поэтому необходимо обоснование выбора

способа перед проведением исследования. Жесткий кабель же сложно применим в горизонтальных скважинах сложной конструкции.

*Второй* — изменение компоновки приборов ПГИ. Если для вертикальных скважин стандартным комплексом исследований считается расходометрия, термометрия, барометрия и методы приток-состава (резистивиметрия, влагометрия), то для горизонтальных скважин предлагается использовать многодатчиковые расходометрию и термометрию [Brown, 2008], которые, по сути, решают проблему многофазного потока, но не решают проблему возможного загрязнения крыльчаток, а также барометрию, методы приток-состава и спектральную шумомерию, с довольно высокой точностью определяющую работающие интервалы в газовых скважинах.

Таким образом, добавление в комплекс спускаемых приборов спектральной шумомерии и многодатчиковой термометрии позволяет выделить работающие интервалы, при этом количественная интерпретация по определению профиля притока по-прежнему затруднена.

Была составлена матрица (рис. 2) с основными задачами ПГИ в горизонтальной скважине и методами ПГИ, которые их решают в разных типах скважин. Каждому методу на основе экспертной оценки расставлена надежность исследования от низкой до высокой. На основе данной матрицы можно сделать вывод, что нет надежных методов количественного определения профиля притока, заменяющего механическую расходомерию.

Основные задачи ПГИ в ГС	Тип горизонтальной скважины			
	Нефтяная скважина	Газовая скважина	Нефтяная скважина с МГРП	Газовая скважина с МГРП
Определение работающих участков пласта	Термометрия (многодатчиковая)	Термометрия (многодатчиковая)	Термометрия (многодатчиковая)	Термометрия (многодатчиковая)
		Спектральная шумометрия		Спектральная шумометрия
Состав притекающего флюида в скважину	Многодатчиковая влагометрия	Многодатчиковая влагометрия	Многодатчиковая влагометрия	Многодатчиковая влагометрия
	Резистивиметрия	Резистивиметрия	Резистивиметрия	Резистивиметрия
Определение траектории скважины	Барометрия	Барометрия	Барометрия	Барометрия
Определение заколонных перетоков	Термометрия (многодатчиковая)	Термометрия (многодатчиковая)	Термометрия (многодатчиковая)	Термометрия (многодатчиковая)
		Спектральная шумометрия		Спектральная шумометрия
Количественное определение профиля притока	Механическая расходометрия (многодатчиковая)	Механическая расходометрия (многодатчиковая)	Механическая расходометрия (многодатчиковая)	Механическая расходометрия (многодатчиковая)
			Трассерные исследования	Трассерные исследования
Определение забойного давления	СТД	СТД	СТД	СТД
Определение забойного давления	Барометрия	Барометрия	Барометрия	Барометрия

Низкая надежность исследования
  Средняя надежность исследования
  Высокая надежность исследования

Рис. 2. Матрица надежности основных методов ПГИ

Fig. 2. Reliability matrix of the main logging methods



Вернемся к ранее упоминаемым причинам неинформативности ПГИ в горизонтальной скважине. Первые две причины решаются при помощи изменения самого комплекса исследования. Две другие проблемы не находят своего метода решения.

Для решения этих проблем на помощь может прийти повышение точности интерпретации ПГИ за счет его моделирования [Kabir, Sanchez, 2009; Neylon и др., 2009] путем создания инструмента по учету гидравлики на основе барометрии при спуске в скважину ГНКТ. В основе предлагаемого инструмента лежит найденное на основе совместного решения двух уравнений (уравнение притока флюида к скважине и соотношение для нахождения потерь давления в самом стволе с заданными граничными условиями) распределение давления вдоль ствола скважины.

Аргументами в пользу преимущественного использования исследований на основе барометрии являются, на наш взгляд, следующие обстоятельства. Данный метод входит в большинство комплексов ПГИ, он не подвержен осложнениям при проведении замера, в отличие от, например, замера с помощью расходомера, для которого есть существенная зависимость от структуры газожидкостного потока или наличия в нем каких-либо скоплений. Дополнительным обстоятельством в пользу использования барометрии выступает возможность качественного ее описания на основе уравнений газо- и гидродинамики.

Изменения значений давления и объемного расхода флюида вдоль всего ствола горизонтального участка скважины могут быть найдены из решения следующих уравнений [Алиев, Бондаренко, 2004]:

$$\frac{dp}{dx} = -\lambda \frac{\rho v^2}{2D} - \rho g, \quad (1)$$

$$\frac{dQ}{dx} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_k^2 - p^2)}}{2B}, \quad (2)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления (коэффициент трения);  $\rho$  — плотность флюида;  $g$  — ускорение свободного падения;  $v$  — скорость течения флюида;  $D$  — диаметр трубопровода, по которому течет флюид;  $A$  и  $B$  — соответственно линейный и квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления;  $p_k$  — давление на контуре питания скважины;  $p$  — забойное давление.

Соотношение (2) представляет собой уравнение притока флюида к горизонтальному участку скважины, в котором параметры  $A$  и  $B$  отвечают за фильтрационное сопротивление. Коэффициент  $\lambda$  зависит от числа Рейнольдса ( $Re$ ) и значения шероховатости ( $\epsilon$ ), и для его расчета обычно используют эмпирические зависимости, некоторые из них представлены в работах [Брил, Мукерджи, 2006; Губайдуллин и др., 2010].

Параметры фильтрационного сопротивления  $A$  и  $B$  могут быть определены с учетом результатов интерпретации геофизических исследований скважин. Сопоставляя расчетную и фактическую (т. е. с учетом замеренного давления) кривую, возможно оценить такие параметры, как дебит скважины, изменение расхода вдоль горизонтального ствола (т. е. профиль притока) и достоверность полученных расчетных данных.

Для расчета в модели первым делом задаем исходные данные — инклинометрию скважины (MD и TVD), конструкцию скважины и спущенного внутрискважинного оборудования (диаметры, толщины стенок и глубины спуска, а также глубину верхних дыр перфорации), PVT-свойства и относительные фазовые проницаемости. Также задаем среднее пластовое давление, замеренную фактическую барометрию и проницаемость вдоль ствола по результатам интерпретации геофизических исследований скважин. Схема проведения ПГИ в горизонтальной скважине представлена на рис. 3.

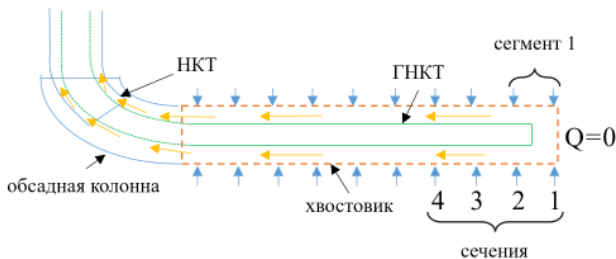


Рис. 3. Схема ПГИ на ГНКТ

Fig. 3. Scheme of logging on coiled tubing

Алгоритм расчета инструмента:

- 1) задаем произвольное давление в «носке» (сечение 1) скважины и нулевой расход;
- 2) исходя из имеющихся результатов интерпретации геофизических исследований скважин, PVT-свойств флюида и расположения скважины в пласте, находим для каждого сегмента скважины ( $dx$ ) коэффициенты фильтрационного сопротивления ( $A$  и  $B$ ) для газовой скважины;
- 3) находим значение производной  $dQ/dx$  для сегмента 1 ствола;
- 4) расход флюида, протекающий через сечение 2, равен притоку к первому сегменту;
- 5) определяем скорость течения флюида через сечение 2 с учетом значения объемного расхода флюида;
- 6) находим число  $Re$  и с учетом этого параметра вычисляем коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$ ;
- 7) из соотношения (1) для сегмента 1 определяем значение производной  $dp/dx$ ;
- 8) находим значение давления в сечении 2 как разницу между давлением в сечении 1 и значения  $dp/dx$  сегмента 1;
- 9) проводим те же операции для второго и последующих сегментов скважины с условием того, что флюид, протекающий через сечение 3, имеет объемный расход, складывающийся из притока к первому и второму сегменту, протекающий через сечение 4 — сумму притока первых трех сегментов и т. д.;
- 10) осуществляем подбор параметра давления в «носке» (сечение 1) через таблицу данных так, чтобы устьевое давление было равно фактическому давлению во время проведения ПГИ;



- 11) определяем, насколько расчетный дебит совпал с фактическим значением;
- 12) далее, имитируя спуск приборов ПГИ на ГНКТ, с устья начинаем поочередно переключать течение на кольцевое между НКТ и ГНКТ путем изменения площади течения флюида в трубе (площадь становится меньше) и записываем рассчитанные давление и расход в точке, где течение изменяется с кольцевого на трубное (где располагаются в данный момент датчики ПГИ на башмаке ГНКТ).

Основными критериями адаптации модели выступают:

- устьевое давление,
- забойное давление в «пятке»,
- забойное давление в «носке»,
- дебит скважины на устье.

При этом граничные условия могут быть приняты следующим образом:

- расход в «носке» скважины равен нулю;
- забойное давление в «носке» задаем произвольное (через подбор параметра);
- устьевое давление в модели равно фактическому устьевому давлению.

Адаптируемые параметры:

- шероховатость внутренней поверхности эксплуатационной колонны, насосно-компрессорной трубы, ГНКТ;
- коэффициенты адаптации:  $K_1$  на потери давления на трение и  $K_2$  на гидростатическое давление.

## Результаты и обсуждение

На рис. 4–6 представлены результаты расчета на инструменте. При помощи инструмента получаем модельный профиль давления, имеющий хорошую сходимость с фактическим профилем, и модельный профиль притока газа, полученный как для реального случая спуска ГНКТ в скважину с учетом изменяющейся гидродинамики, так и пересчитанный на условия работы скважины без ГНКТ. Из представленных на рис. 4–6 данных видно хорошее совпадение расчетной величины дебита и фактического значения: разница между значениями не превышает 3%.

Для эксплуатации скважины с отсутствием осаждения жидкости [Denney, 2007; Shekhar, Kelkar, 2016; Andrianata и др., 2017; Abdullahi и др., 2019] в ее горизонтальном участке в модель добавлена проверка на превышение скорости газа на забое критической скорости газа ( $v_{cr}$ ), рассчитанной по критерию Тернера [Turner и др., 1969; Li и др., 2014]:

$$v_{cr} = 3,71 \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)g}{\rho_g^2}},$$

где  $\sigma$  — коэффициент поверхностного натяжения;  $\rho_l$  и  $\rho_g$  — плотность жидкости и газа соответственно.

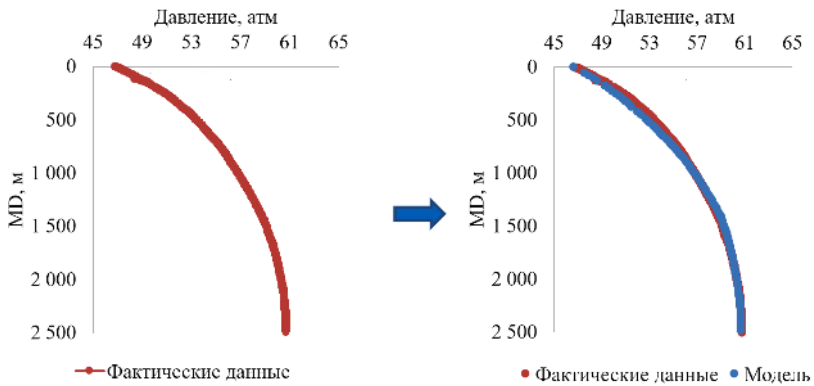


Рис. 4. Результаты расчета по предложенному алгоритму

Fig. 4. Calculation results using the proposed algorithm

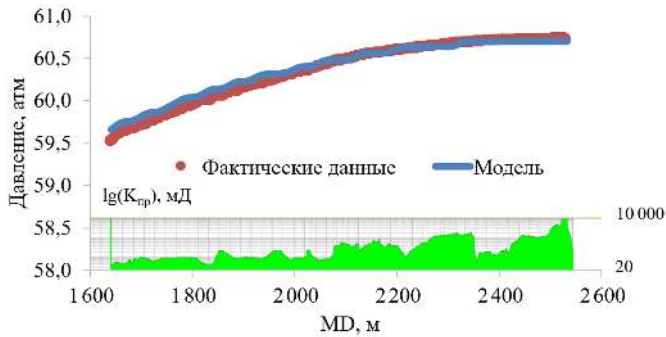


Рис. 5. Результаты расчета по предложенному алгоритму (хвостовик)

Fig. 5. Calculation results using the proposed algorithm (liner)

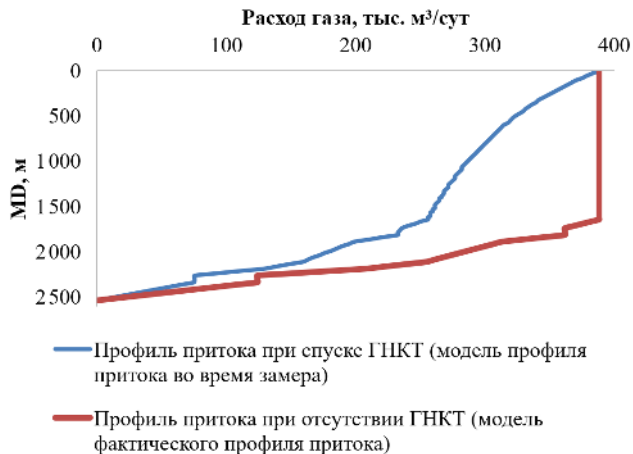


Рис. 6. Профиль притока, полученный по результатам расчета на инструменте

Fig. 6. Inflow profile obtained from the calculation results on the tool

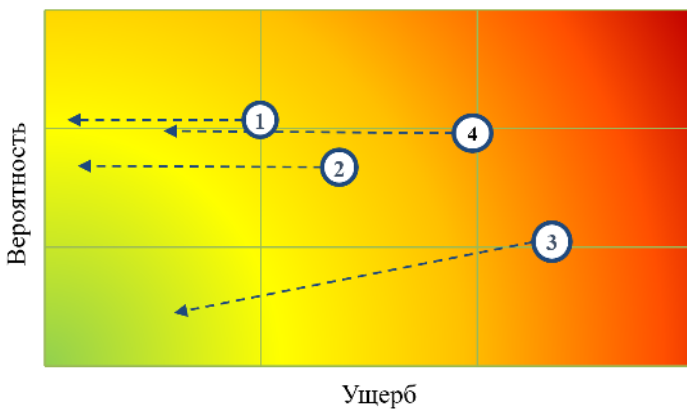
Была составлена матрица рисков проекта, представленная в табл. 1 и на рис. 7, и выделены риски: как прямо влияющие на реализацию исследования и проекта в целом, так и влияющие на точность созданного инструмента.

Основными рисками являются неточный замер давления и скопление жидкости на забое. Их митигация может быть достигнута за счет применения высокоточных скважинных манометров, а также калибровки приборов и эксплуатации скважины при значениях скорости течения флюида, превосходящих  $v_{cr}$ .

**Таблица 1.** Риски проекта и мероприятия по их митигации

**Table 1.** Project risks and mitigation measures

Риск	Мероприятия по снижению риска
Неравномерное обводнение по длине горизонтальной скважины / прорывы воды	Использование в инструменте показаний влагометрии
Прорывы газа	Использование показаний спектральной шумометрии
Неточный замер давления	Использование высокоточных скважинных манометров, своевременная калибровка
Скопление жидкости на забое скважины	Эксплуатация скважины на скоростях, превышающих критическую скорость выноса жидкости (по критерию Тернера)



**Рис. 7.** Матрица рисков

**Fig. 7.** Risk matrix

## Заключение

В работе проанализированы основные причины низкой информативности промышленных геофизических исследований в горизонтальной скважине и методы снижения их влияния. Сформировано дерево решений по используемым комплексам датчиков в горизонтальной скважине. Выявлено, что нет надежных методов количественного определения профиля притока, заменяющего низконформативную механическую

расходомертию. Создан аналитический инструмент по количественной интерпретации данных ПГИ по скважинной барометрии. Проверка предложенного инструмента с учетом реальных данных показала его эффективность. Созданный инструмент обладает уникальностью за счет того, что в существующем специализированном программном обеспечении отсутствует техническая возможность отслеживания давления и объемного расхода флюида при спуско-подъемных операциях ГНКТ, т. е. разном перекрытии хвостовика гибкой трубой. Помимо этого, созданный инструмент при определенной доработке позволит учитывать потери давления в хвостовике газовых скважин и увеличит прогнозную способность гидродинамического моделирования без приобретения дополнительных опций, а также позволит оперативно оптимизировать проходку газовых скважин в режиме реального времени для достижения проектного дебита с минимизацией затрат бурения при помощи учета потерь давления в хвостовике.

## Список источников

- Алиев З. С., Бондаренко В. В. 2004. Исследования горизонтальных скважин: учеб. пос. М.: Нефть и газ. 300 с.
- Брил Дж. П., Мукерджи Х. 2006. Многофазный поток в скважинах. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований. 384 с.
- Валиуллин Р. А., Шарафутдинов Р. Ф., Яруллин Р. К., Федотов В. Я., Медведев Н. Я., Глебочева Н. К. 2002. Исследование многофазных потоков в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. № 12. С. 55–56.
- Валиуллин Р. А., Яруллин Р. К. 2014. Особенности геофизических исследований действующих горизонтальных скважин // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. Том 19. № 1. С. 21–28.
- Гринченко В. А., Валеев Р. Р., Абдуллин М. М., Щекотов И. В., Копылов А. В., Свяшенко А. В., Яценко С. А., Кобяшев А. В., Комягин А. И., Мандругин А. В., Истишева В. Ф. 2020. Особенности проведения сложных промыслово-геофизических исследований по контролю разработки месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. № 11. С. 56–61. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-56-61>
- Губайдуллин А. А., Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л. 2010. Математическая модель восходящего газожидкостного потока в вертикальной скважине // Вестник Тюменского государственного университета. № 6. С. 68–75.
- Ипатов А. И., Кременецкий М. И. 2010. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 779 с.
- Колесникова А. А., Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Коваленко И. В., Комаров В. С., Немирович Г. М. 2016. Промыслово-геофизические исследования горизонтальных скважин при низком нестабильном притоке // Нефтяное хозяйство. № 8. С. 84–88.
- Abdel-Ghani R., Krinis D., Camargo J. N. 2011. Incorporating PLT-distributed dynamic permeability — into reservoir simulation models — improves and accelerates the history matching process // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition (9–11 October 2011, Abu Dhabi, UAE). Paper SPE-145416-MS. <https://doi.org/10.2118/145416-MS>

- Abdullahi M. B., Sulaiman A. D., Abdulkadir U., Salaudeen I., Shehu B. U. 2019. Production optimization of liquid loading problem in offshore niger delta gas condensate field // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (5–7 August 2019, Lagos, Nigeria). Paper SPE-198873-MS. <https://doi.org/10.2118/198873-MS>
- Al-Harathi M. A., Ahmad N. A. 2013. Evaluating horizontal wells inflow profiles and performance, utilizing an integrated approach of multiphase production logs coupled with drilling, completion, and production data: Case study // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference (8–10 October 2013, Kuwait City, Kuwait). Paper SPE-167344-MS. <https://doi.org/10.2118/167344-MS>
- Andrianata S., Allo K. R., Lukman A., Kramadibrata A. T. 2017. Extending life of liquid loaded gas wells using velocity string application: Case study & candidate selection // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition (17–19 October 2017, Jakarta, Indonesia). Paper SPE-186362-MS. <https://doi.org/10.2118/186362-MS>
- Brown G. 2008. Downhole temperatures from optical fiber // *Oilfield Review*. Vol. 20. Pp. 34–39.
- Denney D. 2007. Improved model for the liquid-loading process in gas wells // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 59. No. 11. Pp. 92–94. <https://doi.org/10.2118/1107-0092-JPT>
- Falcone G., Teodoriu C., Reinicke K. M., Bello O. O. 2008. Multiphase-flow modeling based on experimental testing: An overview of research facilities worldwide and the need for future developments // *SPE Projects, Facilities & Construction*. Vol. 3. No. 3. Pp. 1–10. <https://doi.org/10.2118/110116-PA>
- Kabir A., Sanchez G. 2009. Accurate inflow profile prediction of horizontal wells through coupling of a reservoir and a wellbore simulator // SPE Reservoir Simulation Symposium (2–4 February 2009, The Woodlands, Texas, USA). Paper SPE-119095-MS. <https://doi.org/10.2118/119095-MS>
- Li J., Almudairis F., Zhang H.-q. 2014. Prediction of critical gas velocity of liquid unloading for entire well deviation // International Petroleum Technology Conference (10–12 December 2014, Kuala Lumpur, Malaysia). Paper IPTC-17846-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17846-MS>
- Neylon K., Reiso E., Holmes J. A., Nesse O. B. 2009. Modeling well inflow control with flow in both annulus and tubing // SPE Reservoir Simulation Symposium (2–4 February 2009, The Woodlands, Texas, USA). Paper SPE-118909-MS. <https://doi.org/10.2118/118909-MS>
- Shekhar S., Kelkar M. 2016. Prediction of onset of liquid loading in vertical, inclined and near horizontal wells // SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition (25–27 October 2016, The Woodlands, Texas, USA). Paper SPE-181244-MS. <https://doi.org/10.2118/181244-MS>
- Turner R. G., Hubbard M. G., Dukler A. E. 1969. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 21. No. 11. Pp. 1475–1482. <https://doi.org/10.2118/2198-PA>

## References

- Aliiev, Z. S., & Bondarenko, V. V. (2004). *Horizontal Well Surveys*. Neft i gaz. [In Russian]
- Brill, J. P., & Mukherjee, H. (2006). *Multiphase Flow in Wells*. Institut kompyuternykh issledovaniy. [In Russian] (Originally published in 1999 by Henry L. Doherty Memorial Fund of Aime, Society of Petroleum Engineers)
- Valiullin, R. A., Sharafutdinov, R. F., Yarullin, R. K., Fedotov, V. Ya., Medvedev, N. Ya., & Glebocheva, N. K. (2002). Study of multiphase flows in horizontal wells. *Oil Industry*, (12), 55–56. [In Russian]

- Valiullin, R. A., & Iarullin, R. K. (2014). Peculiarities of geophysical research in running horizontal wells. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*, 19(1), 21–28. [In Russian]
- Grinchenko, V. A., Valeev, R. R., Abdullin, M. M., Schekotov, I. V., Kopylov, A. V., Sviaschenko, A. V., Yaschenko, S. A., Kobyashev, A. V., Komyagin, A. I., Mandrugina, A. V., & Istisheva, V. F. (2020). Specific PLT features in complex conditions of East Siberia to assist reservoir management. *Oil Industry*, (11), 56–61. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-56-61> [In Russian]
- Gubaidullin, A. A., Musakaev, N. G., & Borodin, S. L. (2010). Mathematical model of upward gas liquid flow in the vertical well. *Tyumen State University Herald*, (6), 68–75. [In Russian]
- Ipatov, A. I., & Kremenetsky, M. I. (2010). *Geophysical and Hydrodynamic Control of Hydrocarbon Field Development*. Institute of Computer Research. [In Russian]
- Kolesnikova, A. A., Kremenetskiy, M. I., Ipatov, A. I., Kovalenko, I. V., Komarov, V. S., & Nemirovich, G. M. (2016). Field-geophysical research of horizontal wells in low unstable inflow. Problems and solutions. *Oil Industry*, (8), 84–88. [In Russian]
- Abdel-Ghani, R., Krinis, D., & Camargo, J. N. (2011, Oct. 9–11). *Incorporating PLT-distributed dynamic permeability — into reservoir simulation models — improves and accelerates the history matching process* [Conference paper SPE-145416-MS]. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/145416-MS>
- Abdullahi, M. B., Sulaiman, A. D., Abdulkadir, U., Salaudeen, I., & Shehu, B. U. (2019, Aug. 5–7). *Production optimization of liquid loading problem in offshore niger delta gas condensate field* [Conference paper SPE-198873-MS]. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria. <https://doi.org/10.2118/198873-MS>
- Al-Harathi, M. A., & Ahmad, N. A. (2013, Oct. 8–10). *Evaluating horizontal wells inflow profiles and performance, utilizing an integrated approach of multiphase production logs coupled with drilling, completion, and production data: Case study* [Conference paper SPE-167344-MS]. SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, Kuwait City, Kuwait. <https://doi.org/10.2118/167344-MS>
- Andrianata, S., Allo, K. R., Lukman, A., & Kramadibrata, A. T. (2017, Oct. 17–19). *Extending life of liquid loaded gas wells using velocity string application: Case study & candidate selection* [Conference paper SPE-186362-MS]. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. <https://doi.org/10.2118/186362-MS>
- Brown, G. (2008). Downhole temperatures from optical fiber. *Oilfield Review*, 20, 34–39.
- Denney, D. (2007). Improved model for the liquid-loading process in gas wells. *Journal of Petroleum Technology*, 59(11), 92–94. <https://doi.org/10.2118/1107-0092-JPT>
- Falcone, G., Teodoriu, C., Reinicke, K. M., & Bello, O. O. (2008). Multiphase-flow modeling based on experimental testing: An overview of research facilities worldwide and the need for future developments. *SPE Projects, Facilities & Construction*, 3(3), 1–10. <https://doi.org/10.2118/110116-PA>
- Kabir, A., & Sanchez, G. (2009, Feb. 2–4). *Accurate inflow profile prediction of horizontal wells through coupling of a reservoir and a wellbore simulator* [Conference paper SPE-119095-MS]. SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/119095-MS>
- Li, J., Almudairis, F., & Zhang, H.-q. (2014, Dec. 10–12). *Prediction of critical gas velocity of liquid unloading for entire well deviation* [Conference paper IPTC-17846-MS]. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17846-MS>



- Neylon, K., Reiso, E., Holmes, J. A., & Nesse, O. B. (2009, Feb. 2–4). *Modeling well inflow control with flow in both annulus and tubing* [Conference paper SPE-118909-MS]. SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/118909-MS>
- Shekhar, S., & Kelkar, M. (2016, Oct. 25–27). *Prediction of onset of liquid loading in vertical, inclined and near horizontal wells* [Conference paper SPE-181244-MS]. SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/181244-MS>
- Turner, R. G., Hubbard, M. G., & Dukler, A. E. (1969). Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. *Journal of Petroleum Technology*, 21(11), 1475–1482. <https://doi.org/10.2118/2198-PA>

## Информация об авторах

*Богдан Леонидович Васильев*, аспирант кафедры прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; главный специалист по геологии и разработке, Газпромнефть-Заполярье, Тюмень, Россия  
[bogdan\\_vasilev\\_1999@mail.ru](mailto:bogdan_vasilev_1999@mail.ru), <https://orcid.org/0009-0009-3247-3922>

*Наиль Габсалимович Мусакаев*, доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия  
[musakaev68@yandex.ru](mailto:musakaev68@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-8589-9793>

## Information about the authors

*Bogdan L. Vasiliev*, Postgraduate Student, Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Science, University of Tyumen, Tyumen, Russia; Chief Specialist in Geology and Development, Gazpromneft-Zapolyarye, Tyumen, Russia  
[bogdan\\_vasilev\\_1999@mail.ru](mailto:bogdan_vasilev_1999@mail.ru), <https://orcid.org/0009-0009-3247-3922>

*Nail G. Musakaev*, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Professor of the Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Science, University of Tyumen, Tyumen, Russia; Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia  
[musakaev68@yandex.ru](mailto:musakaev68@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-8589-9793>