

Моделирование горизонтальных/ многозабойных скважин с помощью инструмента «многоsegmentная скважина»

Артур Ринатович Вахитов^{3,4}, Анастасия Евгеньевна Деева^{1,4},
Микаил Масудович Мамедов^{2,4}✉

¹ Газпромнефть-Заполярье, Тюмень, Россия

² Газпром ВНИИГАЗ, Тюмень, Россия

³ НьюТек Сервисез, Тюмень, Россия

⁴ Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: mikail.mamedov.2003@mail.ru ✉

Аннотация. В данной работе исследуется применение многоsegmentного моделирования скважин в программных продуктах «тНавигатор» и IPRM Prosper для оптимизации разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Многоsegmentные скважины позволяют учитывать неоднородности пласта и проводить детальный анализ продуктивности, что оказывает значительное влияние на расчеты добычи и депрессии. Аналитический подход к определению депрессии обеспечивает более точные данные о работе скважины. Сравнительный анализ результатов моделирования в «тНавигатор» и IPRM Prosper демонстрирует их сходимость, что подтверждает достоверность полученных данных. Интеграция этих программных решений способствует повышению точности моделирования и оптимизации эксплуатации скважин, что в конечном итоге улучшает управление процессом добычи и увеличивает общую продуктивность.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, segmentная скважина, гидродинамическое моделирование, продуктивность, нефтегазовая промышленность, профиль притока, трудноизвлекаемые запасы

Цитирование: Вахитов А. Р., Деева А. Е., Мамедов М. М. 2025. Моделирование горизонтальных/многозабойных скважин с помощью инструмента «многоsegmentная скважина» // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 2 (42). С. 158–170. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-2-158-170>

Поступила 23.04.2025; одобрена 09.06.2025; принята 10.06.2025

Modeling of horizontal/multi-segment wells using the “multi-segment well” tool

Artur R. Vakhitov^{3,4}, Anastasia E. Deeva^{1,4}, Mikail M. Mamedov^{2,4}✉

¹ Gazpromneft-Zapolyarye, Tyumen, Russia

² Gazprom VNIIGAZ, Tyumen, Russia

³ NewTech Services, Tyumen, Russia

⁴ Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: mikail.mamedov.2003@mail.ru✉

Abstract. This study investigates the application of multi-segment well modeling in tNavigator and IPM Prosper software for optimizing the development of hard-to-recover hydrocarbon reserves. Multi-segment wells allow for the accounting of reservoir heterogeneities and enable detailed productivity analysis, significantly impacting results of production and depression calculations. An analytical approach to determining depression provides more accurate data on well performance. A comparative analysis of modeling results in tNavigator and IPM Prosper demonstrates their convergence, confirming the reliability of the obtained data. The integration of these software solutions enhances modeling accuracy and optimizes well operations, ultimately improving production management and increasing overall productivity.

Keywords: horizontal wells, segment well, hydrodynamic modeling, productivity, oil and gas industry, inflow performance, hard-to-recover reserves

Citation: Vakhitov, A. R., Deeva, A. E., & Mamedov, M. M. (2025). Modeling of horizontal/multi-segment wells using the “multi-segment well” tool. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(2), 158–170. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-2-158-170>

Received Apr. 23, 2025; Reviewed Jun. 9, 2025; Accepted Jun. 10, 2025

Введение

В настоящее время извлечение нефти и газа становится все сложнее, что обусловлено истощением традиционных запасов. Для поддержания уровня добычи недропользователи вынуждены разрабатывать трудноизвлекаемые запасы (далее — ТриЗ). Для этого необходимо применение более сложных технологий добычи. По этой причине абсолютным большинством основного фонда добывающих скважин, которые бурятся на сегодняшний день, являются скважины со сложным типом заканчивания. Контроль

за работой скважин со сложным типом заканчивания с использованием прямых замеров может быть малоэффективен и рискован по причине сложной траектории и небольших диаметров скважин, а также высокочастотным при эксплуатации месторождений с большим фондом скважин. Учитывая ситуацию, когда происходит активный уход с отечественного рынка зарубежных партнеров, таких как Schlumberger, найти альтернативный подход к исследованию скважин становится востребованной задачей. Для ее решения предлагается использование аналитического подхода с применением элементов моделирования в симуляторах с подробным описанием применяемой методики.

Проблематика

По данным РосНедра доля ТРИЗ составляет 53% от общего количества извлекаемых запасов. ТРИЗ можно разделить на запасы, находящиеся в залежи со сложными геологическими условиями, или флюиды с неблагоприятными для разработки физическими свойствами. Большая часть ныне разрабатываемых ТРИЗ имеют сложное геологическое строение. В России за 2019 г. добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов ($<0,05 \text{ мкм}^2$) составила 227 млн. тонн, что составляет почти половину добытой за этот год нефти, и эта цифра будет только расти. Учитывая сложившиеся обстоятельства, компании вынуждены искать методы по увеличению эффективности разработки и выводить подобные проекты на рентабельный уровень. Для этого необходимо применять усовершенствованные технологии. Особое внимание на сегодняшний день уделяется разработке нефтяных оторочек. Это тонкая прослойка нефти небольшой мощности (примерно 10-25 м) между значительно большей по объему газовой шапкой и водоносным слоем. Подобные активы невозможно рентабельно разработать, используя традиционные методы. Поэтому более 95% от общего фонда скважин месторождений составляют горизонтальные (далее — ГС), многоствольные и многозабойные скважины (далее — МЗС).

Такой подход позволяет увеличить добычу углеводородов за счет большего охвата нефтенасыщенной площади и увеличения дренируемой зоны. Для достижения более полной выработки запасов с использованием километровых ГС и разветвленных МЗС необходимо проводить исследования по выявлению зон притока флюида. По причине сложного строения залежей с нефтяными оторочками, где особое внимание уделяется прорывам нежелательного флюида, достижение равномерности добычи является приоритетной целью, так как это позволяет отсрочить прорывы и повысить извлечение нефти из нефтяной части залежи. Поэтому разработка подобных активов ведется на небольших депрессиях. Подход к разработке на небольших депрессиях приводит к ситуации, когда некоторые горизонтальные участки скважин не вносят вклад в общую добычу скважины. Парадоксальность ситуации подчеркивает важность проведения исследований по контролю работы скважины для внесения при необходимости изменений в технологический режим работы скважины.

На одном из месторождений N была проанализирована работа скважин по результатам гидродинамических исследований (далее — ГДИ). Было выявлено, что зависимость

продуктивности скважин (на графике обозначен как $K_{\text{прод}}$) от депрессии (рис. 1) имеет нестандартный характер. По определению продуктивность скважины обратно пропорциональна депрессии нефтяной скважины. В нашей ситуации данному определению соответствует 10 скважин, остальные 17 скважин показали нефизичное изменение коэффициента продуктивности при изменении депрессии, 7 из которых имеют увеличение показателя $K_{\text{прод}}$ при снижении депрессии.

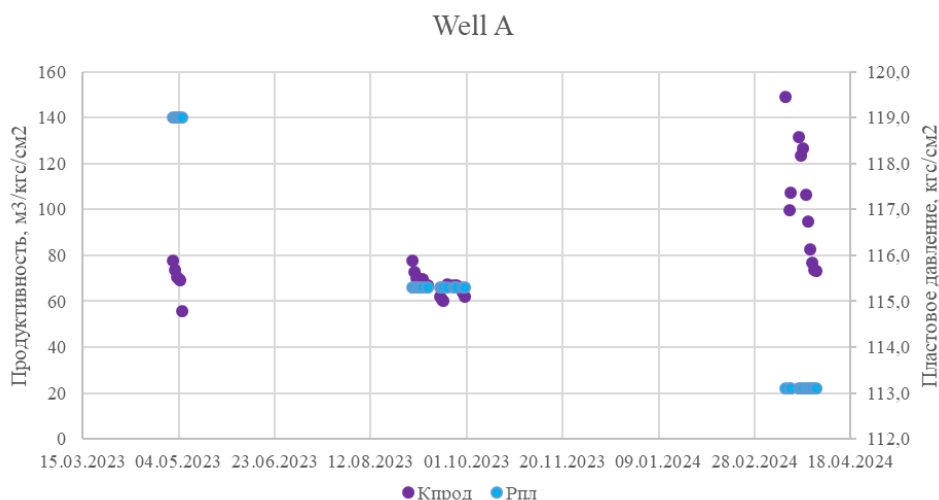


Рис. 1. График изменения $K_{\text{прод}}$ от пластового давления

Fig. 1. Graph of the change in $K_{\text{прод}}$ from reservoir pressure

Проведенные выше результаты ГДИ показали, что на работу скважины и ее отдельные участки оказывают влияние сложнопредсказуемые факторы, которые невозможно учесть без проведения специальных исследований.

Инструментами для определения работающих интервалов являются прямые методы исследования и аналитические исследования методом моделирования.

Сравнение подходов

Неработающие интервалы ствола ГС не являются новшеством и всегда существовали при разработке месторождений. Но проблема неработающих интервалов только начала обретать проблемную сущность. Неработающие интервалы возникают из-за отсутствия депрессии на участке ствола ГС и неравномерного распределения притока по стволу ГС. Для решения проблемы необходимо проводить исследования по контролю за работой скважины.

Существующие подходы прямых измерений заключаются в спуске специальных приборов для проведения замеров давления и температуры по стволу и расхода на продуктивных участках скважины. Стандартный набор исследований для определения работающих интервалов скважины включает такие методы, как расходометрия, термо-

метрия и шумометрия. Сущность подходов заключается в интерпретации полученных по результатам проведенного исследования температурного и шумового каротажей. Существует ряд патентов, связанных с изучением зависимости работающих интервалов от показателей геофизических приборов. Кроме того, данный подход к исследованию является недоработанным и актуальным для изучения, на скважинах с многозбойным заканчиванием прямые замеры показали низкую достоверность полученных результатов. Основные проблемы, с которыми столкнулись при использовании прямых методов исследования, являются сложность в спуске прибора и проведение исследования в каждом из стволов МЗС, которые отличаются малыми диаметрами колонн, вскрывающих продуктивный горизонт, что и отражается на результатах исследований. Кроме того, встречались случаи прихвата инструмента с невозможностью его извлечения. Такие случаи осложняют работу скважины и засоряют забой скважины, снижая ее продуктивность. Зачастую для проведения прямых замеров необходима остановка скважины. Это сказывается как в виде потерь добычи в момент простоя скважин, так и на том, что остановленную скважину невозможно восстановить до уровня добычи непосредственно перед остановкой. Еще одним альтернативным подходом к исследованию МЗС стала технология Y-tool, которая реализуется нефтесервисной компанией Schlumberger. Сущность технологии заключается в спуске байпасной системы, которая позволяет проводить геофизические исследования без подъема внутрискважинного оборудования. Применение данной технологии является чуть ли не единственным выходом, который позволяет оценить приток и прочие параметры работы скважины непосредственно в горизонтальном стволе. Единственной проблемой, которая остается нерешенной, является МЗС. В них реализация данной технологии дополнительно осложнена малыми диаметрами стволов и наличием нескольких горизонтальных стволов, в которых нужно провести исследования.

Существуют также более сложные исследования, такие как маркерный метод и трассерные исследования. Основные недостатки перечисленных методов заключается в дороговизне проведения исследований и в зависимости точности результатов от большого количества факторов, происходящих в скважине и во вскрываемом пласте. Избежать этого можно только при отсутствии влияния на инструмент исследования со стороны скважины и пласта. Этот подход возможно реализовать при помощи опции моделирования многосегментных скважин.

Моделирование скважин в гидродинамическом симуляторе с опцией многосегментных скважин является альтернативным подходом к исследованию работающих интервалов скважин. Сущность подхода основывается на разделении скважины на участки (сегменты) с дальнейшей аналитикой полученных показателей дебитов и депрессий.

Недостатком метода моделирования является отсутствие фактических данных по распределению давления и добычи в процессе работы скважины в качестве подтверждения полученных результатов моделирования.

Сравнение прямых методов ПГИ и моделирования многосегментных скважин показывает, что использование метода моделирования позволит сократить расходы на исследование скважин и время их простоя. Учитывая, что большинство существующих

методов не позволяют получить достоверную картину по работе участков скважины и влиянию параметров пласта на работу скважины, многосегментное моделирование при получении положительных результатов станет наиболее оптимальным вариантом исследования работающих участков ГС и МЗС.

Методология моделирования многосегментных скважин

Для моделирования процесса работы скважины используются программные обеспечения «тНавигатор» и IPM Prosper. Выбор данных программ обусловлен применимостью для решения задачи подробного моделирования работы ГС и МЗС и их доступностью на отечественном рынке.

Опция многосегментной скважины в «тНавигатор» применяется для расчета продуктивности на каждом участке ствола скважины (сегменте). Многосегментная скважина представляет собой набор сегментов, собранных в виде древовидной топологии. Скважина с одним стволом будет состоять из набора сегментов, расположенных последовательно вдоль ствола скважины. Многоствольная скважина состоит из набора сегментов вдоль ее главного ствола и одного сегмента или набора сегментов вдоль каждой ее ветви, соединенных с сегментами главного ствола. С помощью этого инструмента будут определяться добыча и депрессия на каждом заданном сегменте. Для каждого сегмента задается длина, диаметр, шероховатость, площадь и объем. Объем используется для вычисления запасов в стволе скважины, остальные параметры определяют путь движения флюида и используются для расчета потерь давления на трение и ускорение.

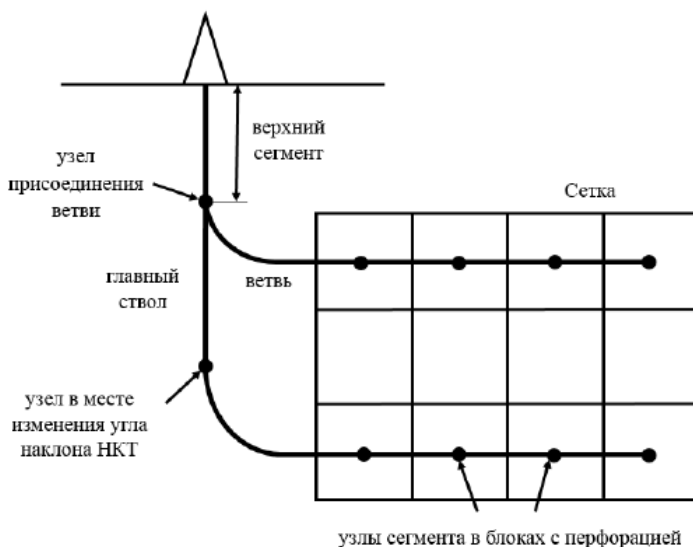


Рис. 2. Иллюстрация работы функции многосегментной скважины в ПО «тНавигатор»

Fig. 2. Illustration of the multi-segment well function in the tНавигатор software

После того как сегменты заданы и привязаны к интервалам перфорации, необходимо произвести расчет продуктивности каждого сегмента. Продуктивность скважины рассчитывается как отношение дебита к депрессии. По причине того, что депрессия на сегменте в «тНавигатор» не рассчитывается, необходимо произвести ее расчет аналитически. Депрессия на сегменте будет определяться как разность пластового давления и давления в сегменте. На этом этапе работа с «тНавигатор» заканчивается. Полученные данные будут использоваться для дальнейшей адаптации модели скважины в другой программе.

Суть работы в IPM Prosper заключается в выявлении добывных возможностей скважины по всей длине ствола скважины. Сбор модели начинается с того, что задается глубина верхних дыр перфорации как отсечка, с которой программа начинает проводить все свои расчеты. Далее задаются параметры стволов скважин. При расчете МЗС дополнительно задается узловая точка Junction. Из-за того, что в IPM Prosper нет возможности задать несколько точек ответвления боковых стволов, задается только первая точка. Остальные точки ответвления боковых стволов будут регулироваться благодаря перфорации. В точке, где боковой ствол фактически начинается у реальной пробуренной скважины, начинается интервал перфорации этого ствола.

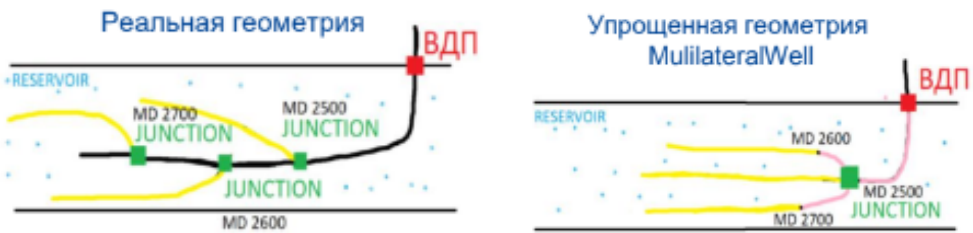


Рис. 3. Иллюстрация работы функции многосегментной скважины в IPM Prosper

Fig. 3. Illustration of the multi-segment well function in the IPM Prosper

После внесения необходимых исходных данных по траектории скважины, свойствам флюида и зависимости забойного и устьевого давлений программа рассчитывает показатели дебита и депрессии по всей длине ГС и МЗС. По причине того, что расчет в IPM Prosper не учитывает фактор неоднородности пластовой системы, для получения объективных значений требуется адаптация модели с помощью скин-фактора на каждом сегменте, определенном в программе «тНавигатор» как участки скважины, работающие в интервалах с одинаковыми ФЕС. Скин-фактор, который задается в IPM Prosper, зависит от проницаемости интервала, в котором работает скважина.

После адаптации работы скважины в IPM Prosper необходимо провести сравнительный анализ полученных результатов в двух описанных выше программных обеспечениях. Сходимость результатов будет показателем достоверности проведенной работы, так как гидродинамическая модель месторождения является инструментом по контролю за работой скважин и по оперативному управлению разработкой и создается на основе данных исследования скважин. Использование двух программ позволяет, в первую очередь, подтвердить достоверность результатов, а также перекрывать существующие

ограничения друг друга. Программа «tНавигатор» учитывает неоднородности пластовой системы и учитывает это в работе скважины. Но для регулирования работы и управления процессом добычи скважины с помощью опции многосегментной скважины необходимо вносить корректировки во всю модель и заново ее пересчитывать, что увеличивает расчетное время. IPM Prosper показывает работу скважины без влияния на него свойств пласта. Главное достоинство программы — скорость расчетов, что позволяет при необходимости оперативно рассчитать и внести наиболее рациональные изменения в технологический режим работы скважины.

Полученный результат был визуализирован в формате гистограмм. Для расчетов была выбрана одна из МЗС месторождения N. Это трехствольная скважина с длиной боковых стволов 920–985 м, общая протяженность которой составляет 3700 м. Разделение на сегменты проводилось с учетом основного ствола, который не был проперфорирован, поэтому вклада в общую добычу от этого ствола не наблюдалось, но при этом в многосегментной модели необходимо учитывать и этот ствол в качестве связи между боковыми стволами, основным стволом и устьем скважины. Поэтому анализ работающих интервалов ведется с первого сегмента первого бокового ствола. Траектория скважины представлена на рис. 3. На рис. 4–6 представлены графики распределения дебита и абсолютной проницаемости по стволам скважины. Можно отметить небольшую погрешность при сопоставлении дебитов, которая не превышает 5–10%, что является допустимой величиной отклонения и не влияет на общий тренд распределения дебитов. По графику видно, что общий тренд распределения дебитов и проницаемостей совпадает, но при сравнении показателей 30 и 33 сегмента становится заметно преобладание дебита приблизительно в 3 раза при разнице проницаемостей на 7–8 мД. Дальнейшая работа с полученной моделью позволит отмечать непродуктивные участки, проводить анализ полученных результатов и устанавливать причины отсутствия притока в тех или иных интервалах по мере снижения пластовой энергии залежи.

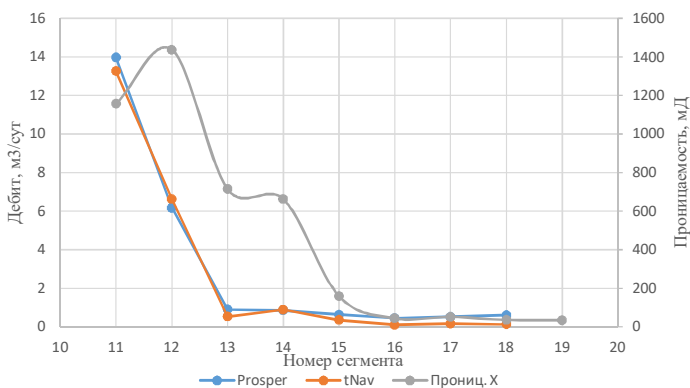


Рис. 4. График распределения дебитов и проницаемости по первому горизонтальному стволу скважины

Fig. 4. Graph of the distribution of flow rate and permeability along the first horizontal wellbore

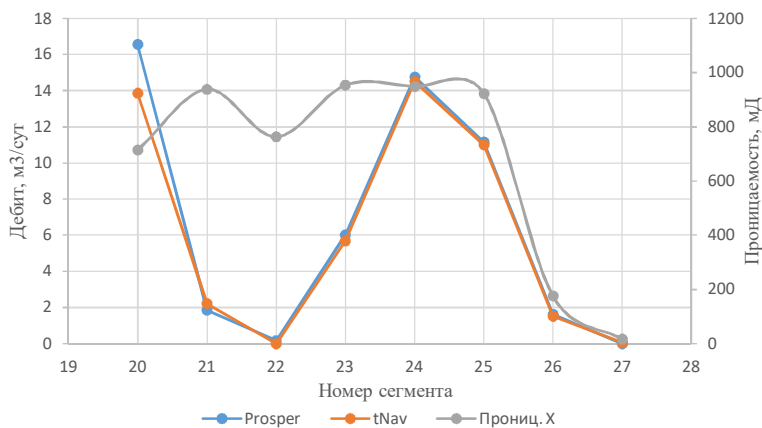


Рис. 5. График распределения дебитов и проницаемости по второму горизонтальному стволу скважины

Fig. 5. Graph of the distribution of flow rate and permeability along the second horizontal wellbore

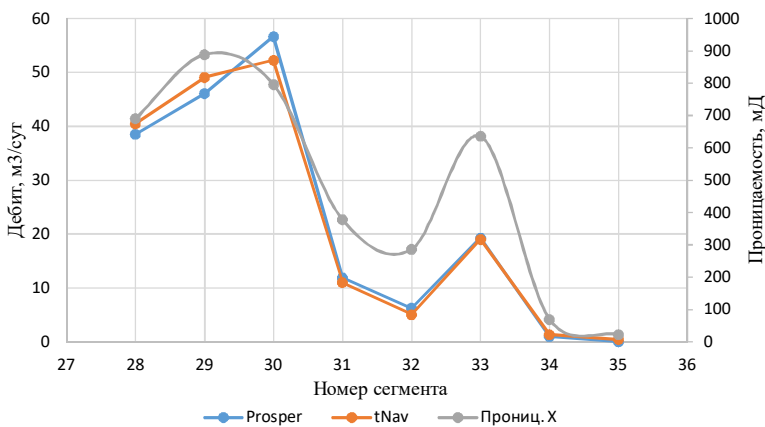


Рис. 6. График распределения дебитов и проницаемости по третьему горизонтальному стволу скважины

Fig. 6. Graph of the distribution of flow rate and permeability along the third horizontal wellbore

Заключение

Актуальность проведенных исследований связана с растущим числом ТриЗ. Разработка подобных активов требует детального подхода к проектированию и дальнейший контроль за всеми показателями работы скважины, одними из которых являются интервалы работы стволов скважин.

Существующие методы контроля за работой скважин имеют ряд недостатков, что сказывается на работе скважины и проекте в целом, как дополнительные затраты на проведение исследований, которые, в свою очередь, не дают достоверных результатов в ГС и МЗС.

Предложенная альтернатива позволяет исследовать работу скважин без последствий для ее работы при минимизации затрат на исследование. Кроме того, методика моделирования дает возможность для оперативного управления процессом разработки, прогнозирования изменения продуктивности и оценки возможностей по добыче скважины. При дальнейшей проработке указанная методика может быть использована и при долгосрочном планировании для локализации выработанных запасов при многопластовом вскрытии, сокращения метража бурения и выявления скважин-кандидатов для мероприятий по интенсификации притока.

Список источников

- Алиев З. С., Мараков Д. А. 2020. Интенсивность притока газа к горизонтальному стволу и ее влияние на длину горизонтального участка и на производительность скважины // Нефтегазовое производство — основа научно-технического прогресса и экономической стабильности. Материалы конференции, посвященной 35-летию Оренбургского филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина / Под общей редакцией С. Г. Горшенина. Оренбург: РГУ. С. 303–317.
- Алиев З. С., Мараков Д. А. 2020. Факторы, влияющие на производительность горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин, и их учет при проектировании разработки месторождений. Ижевск: Ин-т компьютерных исслед. 255 с.
- Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. 1964. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра. 154 с.
- Доманюк Ф. Н. 2011. Моделирование продуктивности нефтяных скважин со сложной траекторией горизонтального ствола // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. № 3 (264). С. 37–47.
- Ипатов А. И., Малявко Е. А. 2022. Что происходит с профилями притока горизонтальных скважин после освоения // Нефтегазовая вертикаль. № 6. С. 110–121.
- Ипатов А. И., Кременецкий М. И., Лазуткин Д. М. 2018. Способ количественной оценки профиля притока в мало- и среднедебитных горизонтальных нефтяных скважинах с МГРП: патент 2702042 / Российская Федерация, МПК E21B 47/103. № 2018141026; заявл. 11.21. 2018; опубл. 10.03.2019; заявитель «Газпромнефть НТЦ».
- Колев Ж. М. 2015. Разработка и исследование методов расчета продуктивности нефтяных скважин сложного профиля: дис. ... канд. тех. наук. Тюмень, ТГНГУ. 139 с.
- Михайлов Д. Н., Софронов И. А., Сушина М. Р., Колодезева Е. Д. 2022. Способ выявления интервалов притока и поглощения флюидов в работающих нефтегазовых скважинах: патент 2788999 / Российская Федерация, МПК E21B 47/103. № 2022120861; заявл. 29.07.2022; опубл. 26.01.2023; заявитель Шлюмберже Текнолоджи Б. В.
- Мишенин М. В. 2021. Динамика добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в России // Интерэкспо Гео-Сибирь. Том 2. № 4. С. 294–301.

- Семикин Д. А., Нухаев М. Т., Жаковщиков А. В. 2017. Анализ и моделирование притока флюида на основе данных распределенной термометрии в горизонтальной скважине // Экспозиции Нефть Газ. № 4 (57). С. 39–43.
- Сохошко С. К., Колев Ж. М. 2014. Приток к скважине со сложной траекторией ствола в слоистом пласте // Нефтяное хозяйство. № 10. С. 110–112.
- Чан Динь Тан Сы. 2017. Эффективность применения байпасных систем при эксплуатации скважин // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина. Том II. С. 159–161.
- Шарафутдинов Р. Ф., Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Космылин Д. В. 2022. Способ определения работающих интервалов в действующих скважинах: патент 2795225 / Российская Федерация, МПК E21B 47/103. № 2022120551; заявл. 25.07.2022; опубл. 02.05.2023; заявитель Уфимский университет науки и технологий.
- Яковлев А. А., Сулейманов А. Г., Файзуллин И. Г., Ипатов А. И., Кременецкий М. И., Шурунов А. В., Сарапулов Н. П., Симаков С. М. 2019. Система долговременного распределенного мониторинга профиля притока в горизонтальной скважине, оборудованной ЭЦН: патент 2703055 / Российская Федерация, МПК E21B 47/103. № 2019120315; заявл. 06.27.2019; опубл. 2019.10.15; заявитель «Газпромнефть НТЦ».
- Яшнев В. Ю. 2015. Особенности применения компоновок Y-tool в «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.» // Недропользование XXI век. № 6 (56). С. 84–89.
- Joshi S. D. 1988. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. Vol. 40. No. 6. Pp. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA
- Kuchuk F. J., Goode P. A., Brice B. W., Sherrard D. W., Michael R. K. 2007. Pressure-transient analysis for horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. No. 42. Pp. 974–1031.
- Ozkan E., Sarica C., Haci M. 2007. Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity // SPE Journal. Vol. 4. No. 3. Pp. 288–301.
- Wang M., Fan Z., Zhao W., Ming R., et al. 2021. Inflow performance analysis of a horizontal well coupling stress sensitivity and reservoir pressure change in a fractured-porous reservoir // Lithosphere. No. 1. Article 7024023. <https://doi.org/10.2113/2021/7024023>

References

- Aliyev, Z. S., & Marakov, D. A. (2020). Gas inflow intensity to a horizontal wellbore and its impact on the length of the horizontal section and well productivity. In S. G. Gorshenin (Ed.), *Oil and gas production — the basis for scientific and technological progress and economic stability: Proceedings of the conference dedicated to the 35th anniversary of the Orenburg branch of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)*. RGU. Pp. 303–317. [In Russian]
- Aliyev, Z. S., & Marakov, D. A. (2020). *Factors, affecting the productivity of horizontal gas and gas condensate wells, and their consideration in the design of field development*. Institute of Computer Research. 255 p. [In Russian]
- Borisov, Yu. P., Pilatovsky, V. P., & Tabakov, V. P. (1964). *Development of oil fields using horizontal and multi-lateral wells*. Nedra. 154 p. [In Russian]

- Domanyuk, F. N. (2011). Modeling the productivity of oil wells with complex horizontal well trajectories. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 3(264), 37–47. [In Russian]
- Ipatov, A. I., & Malyavko, E. A. (2022). What happens to the inflow profiles of horizontal wells after development. *Vertical of Oil and Gas*, 6, 110–121. [In Russian]
- Ipatov, A. I., Kremenetsky, M. I., & Lazutkin, D. M. Patent (2018). Method for quantifying the inflow profile in low- and medium-flow horizontal oil wells with MGRP (R. F. Patent No. 2702042). Russian Federation, IPC E21B 47/103. Applicant Gazpromneft STC LLC. [In Russian]
- Kolev, Zh. M. (2015). *Development and investigation of methods for calculating the productivity of oil wells with complex profiles* [Doctoral dissertation, Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen]. 139 p. [In Russian]
- Mikhailov, D. N., Sofronov, I. L., Sushina, M. R., & Kolodezeva, E. D. (2022). Method for detecting fluid inflow and absorption intervals in operating oil and gas wells (R.F. Patent No. 2788999). Russian Federation, IPC E21B 47/103. Applicant Schlumberger Technology B.V. [In Russian]
- Mishenin, M. V. (2021). Dynamics of oil production from hard-to-recover reserves in Russia. *Interexpo Geo-Siberia*, 2(4), 294–301. [In Russian]
- Semikin, D. A., Nukhayev, M. T., & Zhakovshchikov, A. V. (2017). Analysis and modeling of fluid inflow based on distributed temperature sensing data in a horizontal well. *Expos Oil Gas*, 4(57), 39–43. [In Russian]
- Sokhoshko, S. K., & Kolev, Zh. M. (2014). Inflow to a well with a complex trajectory in a layered reservoir. *Oil Industry*, 10, 110–112. [In Russian]
- Chang Dinh Tan Si. (2017). Efficiency of bypass systems in well operation. *Problems of geology and subsoil development*, 2, 159–161. [In Russian]
- Sharafutdinov, R. F., Valiullin, R. A., Ramazanov, A. S., & Kosmylin, D. V. 2022. Method for determining operating intervals in operating wells (R. F. Patent No. 2795225). Russian Federation, IPC E21B 47/103. Applicant Ufa University of Science and Technology. [In Russian]
- Yakovlev, A. A., Suleymanov, A. G., Fayzullin, I. G., Ipatov, A. I., Kremenetsky, M. I., Shurunov, A. V., Sarapulov, N. P., & Simakov, S. M. (2019). System for long-term distributed monitoring of the inflow profile in a horizontal well equipped with an ECN (R. F. Patent No. 2703055) Russian Federation, IPC E21B 47/103. Applicant Gazpromneft STC LLC. [In Russian]
- Yashnev, V. Y. (2015). Features of the application of the Y-tool layout in “Salym Petroleum Development N.V.”. *Nedropolzovanie XXI vek = Subsurface Use XXI Century*, 6(56), 84–89. [In Russian]
- Joshi, S. D. (1988). Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 40(6), 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA
- Kuchuk, F. J., Goode, P. A., Brice, B.W., Sherrard, D. W., & Michael, R. K. (2007). Pressure-transient analysis for horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 42, 974–1031.
- Ozkan, E., Sarica, C., & Hacı, M. (2007) Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity. *SPE Journal*, 4(3), 288–301.
- Wang, M., Fan, Z., Zhao, W., Ming, R., et al. (2021). Inflow performance analysis of a horizontal well coupling stress sensitivity and reservoir pressure change in a fractured-porous reservoir. *Lithosphere*, 1, art. 7024023.

Информация об авторах

Артур Ринатович Вахитов, геофизик, НьюТек Сервисез, Тюмень, Россия; студент, Нефтегазовый институт, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
89048779795@mail.ru

Анастасия Евгеньевна Деева, техник, Газпромнефть-Заполярье, Тюмень, Россия; студент, Нефтегазовый институт, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
nyashanastya058@gmail.com

Микаил Масудович Мамедов, техник, Газпром ВНИИГАЗ; студент, Нефтегазовый институт, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
mikhail.mamedov.2003@mail.ru

Information about the authors

Artur R. Vakhitov, Geophysicist, NewTech Services, Tyumen, Russia; Student, Institute of Oil and Gas, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
89048779795@mail.ru

Anastasia E. Deeva, Technician, Gazpromneft-Zapolyarye, Tyumen, Russia; Student, Institute of Oil and Gas, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
nyashanastya058@gmail.com

Mikhail M. Mamedov, Technician, Gazprom VNIIGAZ; Student, Institute of Oil and Gas, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
mikhail.mamedov.2003@mail.ru