

УДК 553.98.04

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72

Оценка дренируемых запасов газа методом материального баланса

А. А. Кислицын^{1*}, С. В. Кузнецов²

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

*a.a.kislitsyn@utmn.ru

Аннотация. Описан алгоритм оценки запасов газовых месторождений методом материального баланса. Отмечены достоинства этого метода, которые заключаются в использовании при расчетах достаточно точной промыслово-технологической информации, а также в возможности регулярных проверок на соответствие действительному характеру отработки залежи. Однако есть и проблемы практического применения данного метода. Одной из них является определение средневзвешенного давления по всему газонасыщенному объему, особенно для низкопроницаемых пластов, в которых вокруг скважин возникают глубокие депрессионные воронки. Предложена и описана процедура корректного определения средневзвешенного давления с помощью карты изобар и карты эффективных газонасыщенных толщин газового месторождения. Другой проблемой является длительный временной интервал между замерами пластового давления в процессе разработки месторождения. Для проведения оперативного анализа разработки предложен метод увеличения частоты построения карт изобар с помощью интерполяции значений пластового давления путем расчета этой величины через продуктивность скважин. Входными данными для расчета являются динамика дебита газа и динамика устьевое давления. Данный подход позволяет в любое время оценить пластовое давление вокруг каждой скважины вне депрессионной воронки. Приведены результаты проверки предложенной методики в промысловых условиях на одном из месторождений Ямала. По результатам анализа выявлено отличие по объему дренируемых запасов с геологической моделью для низкопроницаемого пласта. Разница в оценке объемов запасов методом материального баланса с использованием карты изобар составила 18 % от начальных геологических запасов. Выполнен анализ причин расхождения дренируемых запасов и выявлены факт разноскоростной выработки по разрезу и наличие невовлеченных запасов.

Ключевые слова: материальный баланс, способ удельных объемов, P/Z анализ

Для цитирования: Кислицын, А. А. Оценка дренируемых запасов газа методом материального баланса / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 56–72.

Estimating drainable gas reserves by the method of material balance

Anatoliy A. Kislitsyn^{1*}, Sergey V. Kuznetsov²

¹University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

*a.a.kislitsyn@utmn.ru

Abstract. The algorithm of estimating the reserves of gas deposits by the material balance method is described. The advantages of this method are the use of rather precise field technological information for calculations and the possibility of regular checks for compliance with the actual nature of field development. However, there are problems of practical application of this method. One of them is the determination of average weighted pressure for the whole gas-saturated volume, especially for low permeable reservoirs with deep depression craters around wells. The process of correct determination of weighted average pressure by means of isobar map and map of effective gas-saturated thicknesses of gas reservoirs is proposed and described. Another problem is the long time interval between measurements of reservoir pressure during the field development. We offer the method that allows increasing frequency of isobar mapping by interpolation of reservoir pressure values by calculating this value through the productivity of wells in order to perform operational analysis of the field development. The input data for the calculation are the dynamics of gas flow rate and wellhead pressure dynamics. This approach allows us to estimate formation pressure around each well outside the de-resistivity funnel at any time. The article presents the results of testing the proposed method under field conditions at one of the Yamal fields. The results of the analysis show the difference in the volume of drained reserves with the geological model for a low permeable layer. The difference in the reserves volume estimation by the material balance method using the isobar map was 18 % of the initial geological reserves. The analysis of the reasons of divergence of the drilled reserves was carried out and the fact of differently sorted excavation along the section and the presence of uninvolved reserves was revealed.

Keywords: material balance, specific volume method, P/Z analysis

For citation: Kislitsyn, A. A., & Kuznetsov, S. V. (2022). Estimating drainable gas reserves by the method of material balance. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 56-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72

Введение

Подсчет запасов нефти и газа — одна из важнейших народно-хозяйственных задач. Среди основных методов подсчета запасов свободного газа можно выделить две большие группы: объемные методы (ОМ) и методы, основанные на принципе материального баланса (МБ) [1–3]. Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки, поэтому постоянно идет их развитие и совершенствование. Объемные методы считаются основными и широко применяются благодаря своей простоте, а также потому, что данные, необходимые для их применения, получают уже в процессе разведки при пробной эксплуатации залежи газа [2, 3]. Однако простота ОМ для сложно построенных залежей, как отмечено в статье [4], часто оказывается кажущейся. Неоднородность по площади и разрезу фильтрационно-емкостных свойств, условий залегания флюидов в ловушках, насыщения пор и т. п. приводит к тому, что объективное выявление каждого из факторов становится проблемой, существенно усложняющей расчет средних значений параметров и объемов залежей.

Если проследить историю уточнения начальных запасов газа основных месторождений севера Западной Сибири, то можно отметить, что последующие оценки запасов объемным методом иногда отличались от предыдущих в два раза и более [5]. В то же время, как показывает анализ, методы МБ дают достаточно стабильные оценки. А именно, по данным

статей [6, 7], после отбора около 30 % от начальных запасов изменения в ту или другую сторону, как правило, не превышают 7 %, и далее в процессе разработки точность расчета возрастает.

Авторы статьи [8] отмечают эффективность метода МБ по сравнению с методом моделирования пласта для прогнозирования результатов интенсивной разработки. Метод моделирования пласта использует достаточно сложную модель для детального изучения поведения пластовых флюидов, требует много времени и вычислительных ресурсов. Преимущество метода МБ в том, что он использует данные о добыче, PVT и усредненных свойствах пласта, то есть требует гораздо меньше данных, но при этом дает достаточно точные результаты.

Одним из условий эффективности применения методов МБ является достаточно высокая точность измерения текущего значения пластового давления (как указано в работе [1], погрешность должна быть не более 0,03 %). В статье [9] исследуются применимость и ограничения стандартных аналитических инструментов для измерения давления широкого спектра углеводородов: от сухого газа до газа, находящегося в состоянии, близком к критическому. Авторы статьи предлагают системный подход, направленный на повышение точности результатов за счет применения нескольких согласованных методов, начиная с первой оценки среднего пластового давления, а затем делая систематические оценки на основе данных о производительности добычи газа. Современные датчики давления, установленные на забое и на поверхности скважины, достаточно хорошо справляются с этой задачей и помогают надежно установить динамические характеристики данной скважины путем анализа переходных процессов.

Другое условие, указанное в работе [1], — неизменность первоначального объема пор, занятых газом, — сильно ограничивало область применимости методов МБ. Поэтому главное направление их развития и совершенствования — возможность применения для залежей, в которых наблюдаются различные внутрипластовые явления, в том числе поступление в залежь пластовой воды. За годы разработки газовых месторождений Крайнего Севера накоплен обширный объем фактического материала по режимам работы залежей, динамике обводнения продуктивных пластов, технологическим режимам работы скважин. В тех случаях, когда есть возможность контролировать и регулировать объем внедрившейся в залежь пластовой воды, методы МБ могут быть с успехом применены как для подсчета и уточнения запасов газа в таких месторождениях, так и для уточнения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов [6, 7]. Необходимым условием обеспечения рациональной разработки является регулирование продвижения пластовых вод; для этого известны различные способы. Необходимость проведения комплекса геолого-технических мероприятий для продления срока эксплуатации добывающих скважин не подвергается сомнению. При этом считается, что на поздней стадии разработки уже невозможно подобрать экономически оправданный способ из-

влечения остаточных низконапорных запасов газа [10]. Однако можно установить временные интервалы начального газового, газоводонапорного и конечного режимов и подсчитать по методу МБ начальные и конечные дренируемые запасы газа, а также объем внедрившейся подошвенной и краевой воды. В этом случае появляется возможность обеспечения рациональной разработки и максимального продления рентабельного периода эксплуатации газовых залежей [10, 11].

Развитие и совершенствование методов МБ идет по разным направлениям. В статье [12] описано успешное применение модифицированного метода материального баланса для газопетководородного пласта с аномально высоким давлением (более 70 МПа) и с притоком воды. Проблема в данном случае заключается в том, что в процессе добычи газа снижение пластового давления приводит к упругому расширению пористой среды, а также к поднятию газопетводного контакта. В статье приведена система нелинейных уравнений материального баланса, учитывающих эти эффекты, а также описана процедура их решения итерационным методом.

В статьях [13, 14] представлен метод МБ, разработанный для нетрадиционных газовых залежей: метана угольных пластов (coalbed methane, сокращенно СВМ), а также сланцевых газовых пластов. Оценка запасов СВМ имеет большое значение с точки зрения безопасности угольных шахт. Кроме того, в последнее время нетрадиционные залежи привлекают внимание как один из ресурсов, способных смягчить проблему нехватки энергии. В статье [13] представлена система уравнений материального баланса для резервуаров СВМ с учетом процесса обезвоживания, растворимости газа, сжимаемости пор, набухания и усадки угля. В статье [14] представлен результат дальнейшего усовершенствования системы уравнений МБ с учетом адсорбированного газа, а также разницы между начальным пластовым давлением и критическим давлением десорбции. Показано, что предложенная система уравнений позволяет достаточно точно определить геологические запасы СВМ.

В заключение приведенного здесь краткого обзора надо отметить еще группу статистических и вероятностных методов (Монте-Карло, латинского гиперкуба, конденсации вероятностных распределений и т. п.), которые в настоящее время все чаще применяются для оценки погрешности при расчете ресурсов углеводородов. Это объясняется как совершенствованием вычислительных технологий, так и необходимостью оценивать неопределенности и риски при подсчете запасов нефти и газа по международным стандартам. На начальных стадиях изучения и освоения месторождения в условиях неполноты и значительной неопределенности исходной информации применение современных методов и алгоритмов на основе вероятностных моделей повышает достоверность первоначальной оценки запасов углеводородов [15–17].

Объект и методы исследования

Метод МБ был применен нами к оценке запасов газа в двух пластах одного из месторождений Ямала, аналогичного тем, что описаны в статьях [18, 19]. При этом в методы оценки нами были внесены существенные изменения, описанные ниже. Краткое сообщение об этом было сделано нами в докладе на конференции [20]; в данной статье мы представляем более подробное изложение методики и результатов этой работы.

Основой метода МБ является уравнение, которое можно записать в виде

$$\left(\frac{P}{Z}\right) = \left(\frac{P}{Z}\right)_{in} - \frac{p_0 \cdot \Sigma Q_g \cdot T_{st}}{(K_g \cdot V - \Sigma Q_w) \cdot T_0}, \quad (1)$$

где P/Z — текущее приведенное пластовое давление; $(P/Z)_{in}$ — начальное значение P/Z ; p_0 — атмосферное давление; ΣQ_g — накопленный отбор газа к текущему моменту времени, приведенный к стандартным условиям; T_{st} — пластовая температура; T_0 — температура при стандартных условиях; K_g — коэффициент газонасыщенности (доли единицы); V — поровый объем газового месторождения; Z — коэффициент сверхсжимаемости газа; ΣQ_w — суммарный объем внедрившейся в залежь пластовой воды.

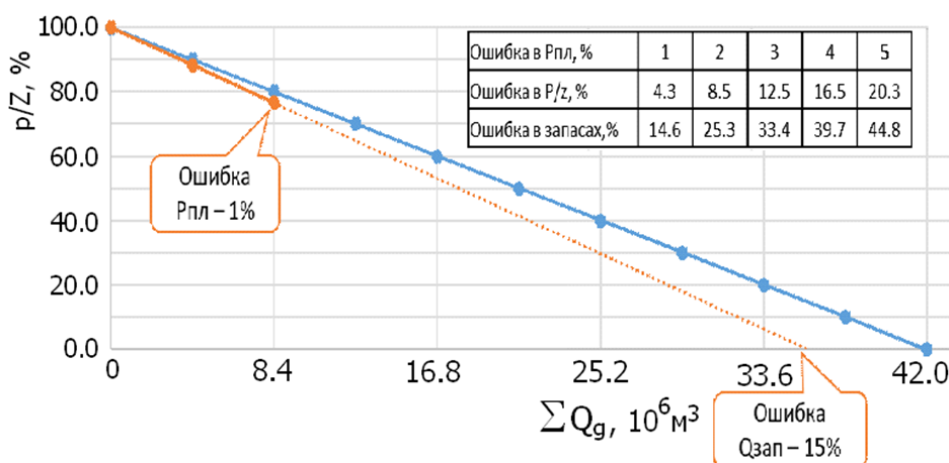


Рис. 1. Пример P/Z анализа

Если объемом ΣQ_w можно пренебречь, то зависимость P/Z от ΣQ_g представляет собой прямую линию. На этом основан простейший вариант метода МБ для оценки запасов газовых месторождений, который часто называют «методом падения давления» или «простым анализом P/Z ». На график (рис. 1, синие точки) по оси ординат наносят значения приведенного давления P/Z (в процентах от $(P/Z)_{in}$), а по оси абсцисс — значения

накопленных отборов газа на соответствующую дату отбора. По этим точкам строят прямую линию до пересечения с осью абсцисс. Значение $\sum Q_g$ в точке пересечения должно соответствовать начальным запасам газовой залежи.

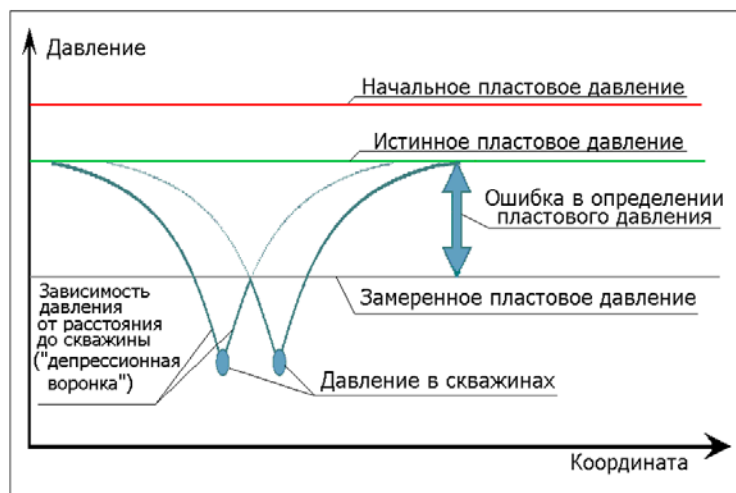


Рис. 2. Схематичное представление замеренного давления

На практике, однако, по ряду причин измеренные значения давления отклоняются от прямой линии. Одна из причин связана с тем, что с течением времени, как отмечено в статье [5], газовые скважины формируют вокруг себя депрессионные воронки с границами, определяемыми интерференцией соседних скважин. Наглядно причина ошибки в определении пластового давления изображена на рисунке 2. Глубина депрессионных воронок тем больше, чем ниже проницаемость газонасыщенного пласта и чем больше дебит скважины. Поэтому при замерах в таких скважинах будет определяться не истинное пластовое давление, а давление в зоне отбора, которое может быть значительно ниже пластового. В этом случае даже при небольшой ошибке в оценке давления из-за экстраполяции на большой отрезок по абсциссе запасы газа будут определены с существенной погрешностью (см. рис. 1, оранжевая линия). Поэтому для проведения корректной оценки запасов газового месторождения надо использовать не давление в зоне отбора, а средневзвешенное давление по всему газонасыщенному объему.

Под термином «средневзвешенное пластовое давление» p_{av} в данном случае надо понимать усредненное по объему пласта значение давления, которое установилось бы (через достаточно продолжительное время) после одновременной остановки всех скважин при условии стационарности всех флюидальных контактов (газонефтяного, водонефтяного и газовойдяного). Наиболее верным, с нашей точки зрения, методом определения p_{av} является

«умножение» карты изобар на карту «эффективных газонасыщенных толщин» H_{ef} . На рисунке 3 слева изображена карта пластовых давлений некоего месторождения, а справа — карта H_{ef} этого же месторождения, полученная умножением локальной толщины пласта (с учетом границ флюидальных контактов) на локальные безразмерные коэффициенты пористости и газонасыщенности.

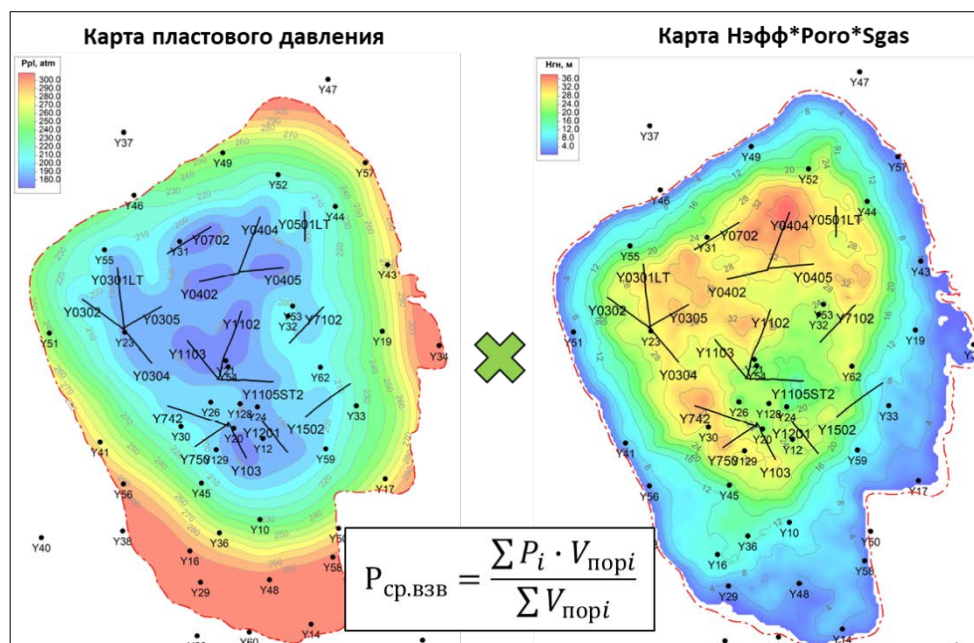


Рис. 3. **Осреднение пластового давления методом взвешивания на газонасыщенный объем**

Площадь месторождения надо разделить на N элементов и обозначить площади этих элементов через ΔS_i . Умножая площадь каждого i -го элемента на соответствующую «эффективную газонасыщенную толщину» H_{efi} , получаем для данного элемента «эффективный» объем пор ΔV_i , заполненных газом. Суммируя все ΔV_i , находим «эффективный» объем пор всего месторождения. Умножая пластовое давление p_i данного i -го элемента на соответствующий объем ΔV_i , суммируя их и деля на суммарный «эффективный» объем пор всего месторождения, находим средневзвешенное пластовое давление

$$p_{av} = \frac{\sum_{i=1}^N p_i \Delta V_i}{\sum_{i=1}^N \Delta V_i}. \quad (2)$$

Аналогичная формула приведена также в статье [4], где соответствующий способ осреднения (способ удельных объемов) охарактеризован как наиболее эффективный.

Для построения карты изобар на конкретную дату необходимы значения давлений по скважинам, определенные в результате гидродинамических исследований (ГДИ). Однако периодичность замеров пластового давления по каждой скважине, а также охват фонда по площади не позволяют производить построение карты изобар с необходимой частотой. В лучшем случае карту изобар можно детально воспроизвести с дискретностью один раз в год. Для проведения оперативного анализа разработки такого шага построения часто бывает недостаточно.

Для увеличения частоты построения карт изобар (например, на каждый месяц) нужны дополнительные данные по пластовому давлению. Для этого мы предлагаем производить интерполяцию значений пластового давления с помощью методики пересчета через продуктивность скважин (рис. 4).

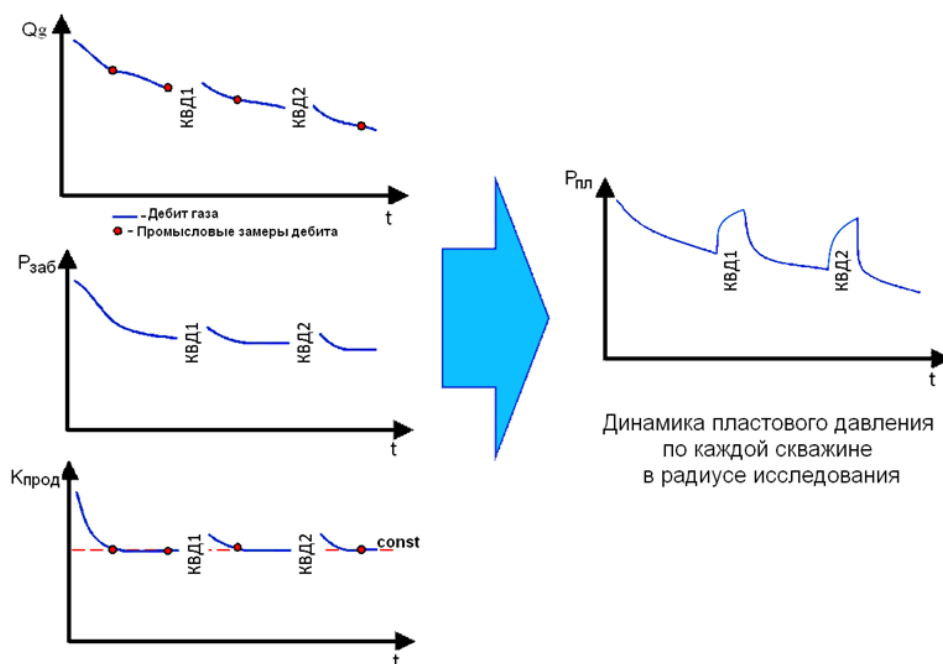


Рис. 4. Алгоритм интерполяции пластового давления по скважине

Суть метода заключается в использовании двучленной формулы для притока газа [21]:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ_g + bQ_g^2, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ — давление на контуре питания (R_k), МПа; $P_{заб}$ — давление на забое скважины, МПа; Q_g — дебит газоконденсатной смеси, приведенный к стандартным условиям, тыс. м³/сут; a и b — фильтрационные коэффициенты, определяемые при исследовании скважины методом индикаторной диаграммы. Входными данными для расчета являются динамика дебита газа и

динамика забойного давления. Далее, в предположении постоянных фильтрационных коэффициентов a и b и, как следствие, постоянной продуктивности скважины динамика пластового давления интерполируется между значениями, определенными по ГДИ, то есть инструментально замеренными. Данный подход позволяет определить динамику пластового давления каждой скважины внутри определенной области дренирования. После этого на нужный шаг строится карта изобар и производится взвешивание по алгоритму, описанному выше на рисунке 3.

Результаты и обсуждение

Описанный алгоритм мы применили к оценке запасов газа в двух пластах одного из месторождений Ямала. При разработке этого месторождения горизонтальные скважины были проведены от кровли до подошвы с последующим выполаживанием и восходящей траекторией до кровли пласта; нулевой общий и механический скин-фактор был подтвержден по кривой восстановления давления.

Приведенная выше формула (3) дает зависимость продуктивности вертикальных газовых скважин от пластового давления, и ее применимость к горизонтальным и наклонно направленным скважинам заранее не очевидна. Исследования, посвященные определению продуктивности горизонтальных и пологих газовых скважин, были проведены в течение последних двух десятилетий в Российском государственном университете нефти и газа (национальном исследовательском университете) им. И. М. Губкина, а также в Тюменском индустриальном университете. В частности, в главе 4 учебного пособия [22] для определения производительности горизонтальных скважин рекомендован ряд формул, эквивалентных формуле (3), и несколько вариантов вычисления фильтрационных коэффициентов a и b , различающихся формами зон дренирования горизонтальной скважиной, а также характером принятых упрощающих предположений. При этом сделана оговорка, что некоторые из рекомендаций носят ориентировочный и временный характер и в дальнейшем могут быть усовершенствованы. В статье [23] рассмотрена работа перфорированной пологой (направленной под небольшим углом к горизонту) газовой скважины в однородно-анизотропном пласте в стационарном режиме. Показано, что при достаточно большой длине пологого ствола (более 100 метров) можно применить линейный закон фильтрации. Считая перфорационные отверстия точечными источниками, для каждого участка между этими отверстиями записаны уравнения для изотермического потока газа. Полученная таким образом система уравнений решается методом итераций. Приведены графики распределения скорости потока и давления по пологому стволу и получен важный результат: существуют предельные значения плотности перфорации и длины ствола, превышение которых уже не приводит к росту производительности скважины.

Результаты оценки запасов газовых месторождений Ямала представлены на рисунках 5 и 6, где синими кружками показаны значения p_{av} , вычисленные по формуле (2) с учетом формулы (3), по данным на 01.08.2019. Средневзвешенное пластовое давление первого пласта составило $p_{av} = 207,54$ атм (73,7 % от начального) при накопленных отборах в 32 % от начального запаса газа. По второму пласту p_{av} оказалось равным 185,2 атм (64,9 % от начального) при отборах от начального запаса в 38 %. На этих же графиках, для сравнения, красным цветом показаны результаты простого анализа P/Z , которые, как видно на графиках, дают ошибку в определении дренируемых запасов по пласту 1 — 20 %, по пласту 2 — 13 %.

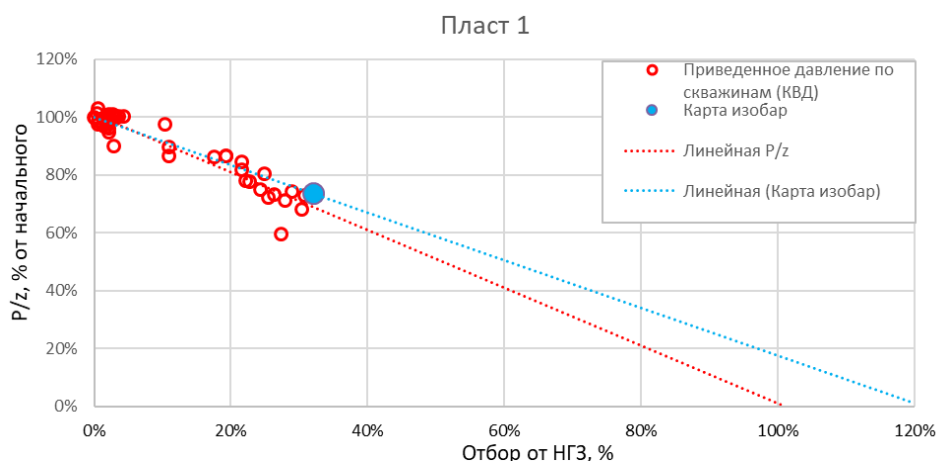


Рис. 5. Сравнение оценки дренируемых запасов. Пласт 1

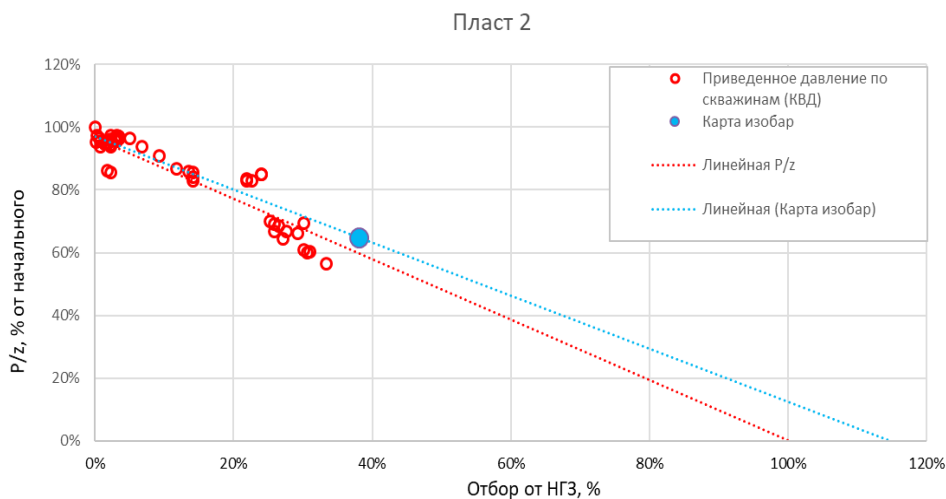


Рис. 6. Сравнение оценки дренируемых запасов. Пласт 2

Результаты оценки дренируемых запасов с помощью описанной выше методики были сравнены также с исходной геологической моделью (ГМ), актуализированной на ту же дату: 01.08.2019, результаты приведены в таблице 1. Оказалось, что по пласту 2 оцениваемые запасы газа соответствуют ГМ, а по пласту 1 — на 18,4 % ниже исходных геологических запасов.

Таблица 1

Результаты сравнения запасов по пластам

Пласт	Разница в запасах (ГМ_vs_МБ), %	Проницаемость, мД
1	–18,4	6,7
2	–0,1	31,5

Для объяснения этого различия было сделано предположение о различной связности пластов по вертикали и проанализирован гидродинамический каротаж (ГДК) по пилотным стволам, пробуренным в разное время (рис. 7, 8). Как видно на этих рисунках, пласту 2 соответствует равномерная выработка по газонасыщенной части (на каротажах красным закрашен газ, бирюзовым — вода). В то же время по пласту 1 выделяются две условные области дренирования (хорошо видно на скважине 1109_PL). Значения давления в верхней части — 184–187 атм, в нижней — 216–220 атм, то есть разница в давлениях более чем 30 атм.

Для пласта 1 выполнена оценка динамики дренируемых объемов за весь период разработки по методике, представленной в работе [24]. Предпочтение данной методике (по сравнению с методикой «средней скважины») отдано на основании статьи [24] и ряда других работ С. В. Колбикова. В последней редакции научно-методической документации по подсчетам запасов газа по падению пластового давления включена именно методика удельного пластового давления. По результатам оценки суммарный дренируемый скважинами объем пласта ниже газонасыщенного объема, определенного в геологической модели приблизительно на то же относительное значение — 18,8 % (см. рис. 8). Одинаковые отличия в дренируемых объемах залежи и дренируемых запасах говорят о корректности представленного алгоритма оценки, а результаты ГДК по пилотным стволам — о разноскоростной выработке по разрезу и наличию невовлеченных в разработку запасов газа.

По результатам анализа динамики дренируемых объемов (рис. 9) отмечены также процессы внедрения воды в залежь. Данный факт связан с латеральным движением приконтурной воды в залежь по участкам коллектора со структурным падением. Различия в объеме дренируемых объемов залежи и в суммарном газонасыщенном объеме в геологической модели, а также разноскоростная выработка объясняются различной полнотой вскрытия разреза добывающими скважинами (см. рис. 10, пунктирными линиями отмечены невовлекаемые в разработку запасы газа).

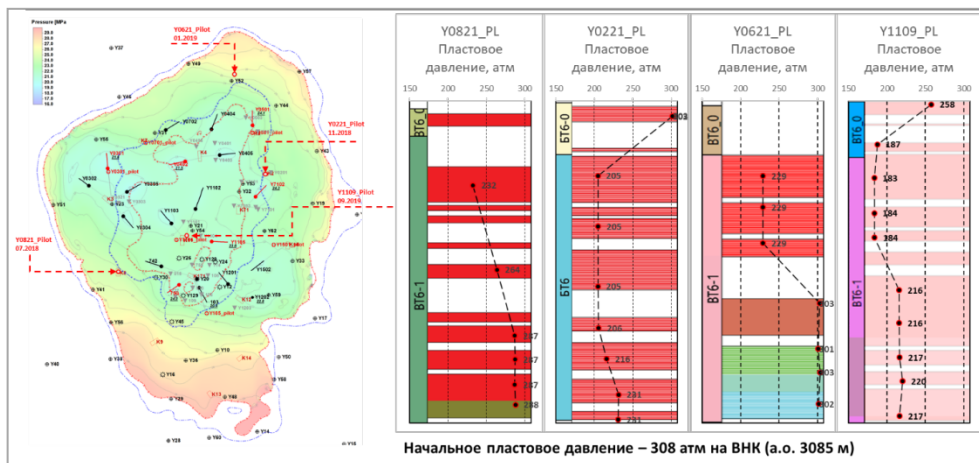


Рис. 7. Результаты гидродинамического картожа. Пласт 1

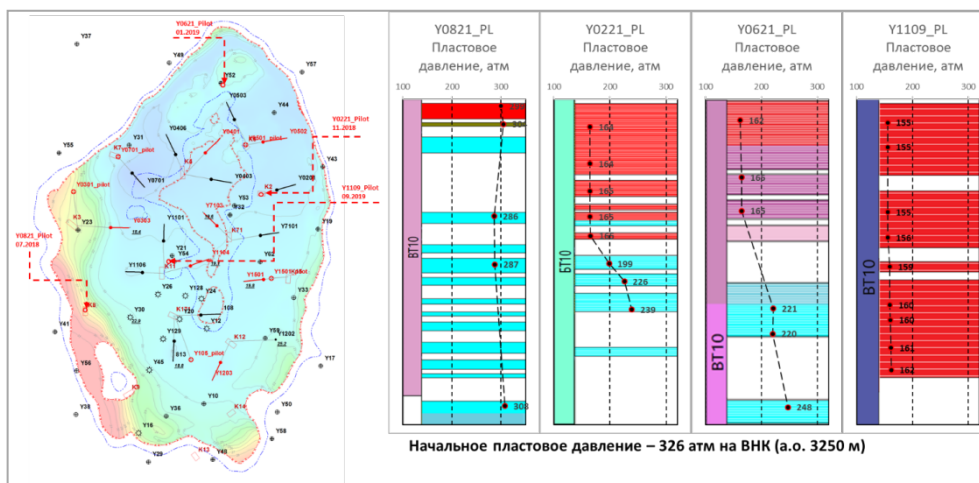


Рис. 8. Результаты гидродинамического картожа. Пласт 2

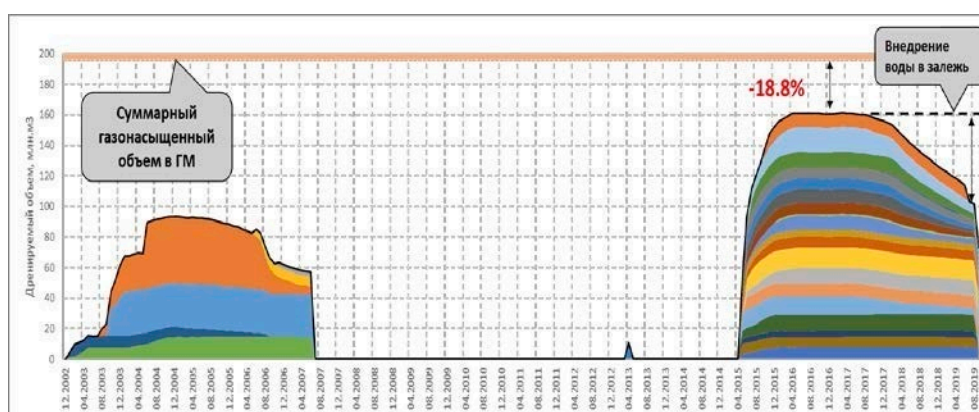


Рис. 9. Динамика дренируемого объема. Пласт 1

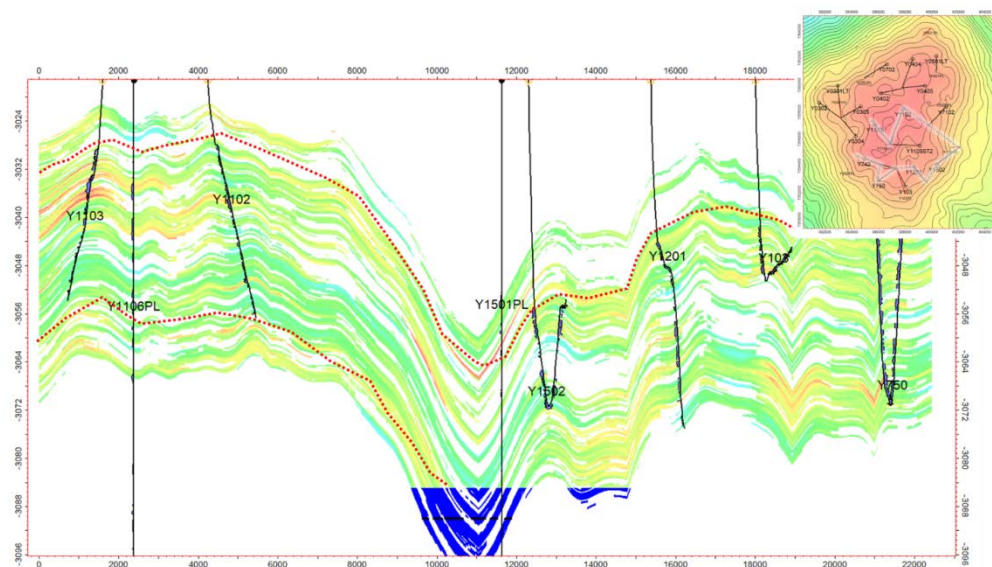


Рис. 10. Схема вскрытия пласта добывающими скважинами. Пласт 1

Выводы

1. Выполнен анализ корректности осреднения пластового давления для оценки материального баланса по газовым залежам. Выбрана наиболее корректная методика осреднения — взвешивание давления на газонасыщенный объем залежи. Отличие в графоаналитической оценке дренируемых запасов по предлагаемой методике составило от 10 до 20 % от простого P/Z анализа.
2. Представлен алгоритм, позволяющий увеличить частоту построения карт изобар путем интерполяции значений замеров пластового давления на основании промысловых данных.
3. Методом материального баланса выполнен анализ дренируемых запасов двух газовых залежей месторождения Ямала. По результатам анализа выявлено отличие по объему дренируемых запасов с геологической моделью для низкопроницаемого пласта. Разница в оценке объемов запасов методом материального баланса с использованием карты изобар составила 18 % от начальных геологических запасов по ГМ.
4. По низкопроницаемому пласту выполнен анализ причин расхождения дренируемых запасов и выявлены факт разноскоростной выработки по разрезу и наличие невовлеченных запасов.

Список источников

1. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учебное пособие / М. А. Жданов. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Недра, 1981. — 453 с. — Текст : непосредственный.

2. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа : учебник / И. С. Гутман. – Москва : Недра, 1985. – 223 с. – Текст : непосредственный.
3. Орешкин, И. В. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа : учебное пособие / И. В. Орешкин, М. П. Логинова, А. Т. Колотухин. – Саратов : Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, 2015. – 96 с. – Текст : непосредственный.
4. Гутман, И. С. Оптимизация формулы объемного метода для подсчета запасов нефти и газа / И. С. Гутман, М. И. Саакян. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2013. – № 2 (39). – С. 36–42.
5. Ефремов, А. А. Определение средневзвешенного пластового давления при подсчете запасов методом материального баланса / А. А. Ефремов, А. Н. Лапердин, В. Н. Маслов. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2011. – № 5. – С. 56–58.
6. Лапердин, А. Н. Анализ эффективности методов подсчета запасов газа для разрабатываемых залежей севера Западной Сибири / А. Н. Лапердин, А. А. Ефремов, В. А. Хилько. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2011. – № 5. – С. 52–55.
7. Ефремов, А. А. Оценка эффективности применения методов подсчета запасов для газовых залежей / А. А. Ефремов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5 (101). – С. 11–17.
8. How Powerful Material Balance Analysis Method for Predicting Gas Flooding Performance / H. R. Sutoyo, T. Ariadji, P. A. Aziz, M. L. Mahendra. – Text : electronic // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, October 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/176253-MS>.
9. Kabir, C. S. Material-balance analysis of gas and gas-condensate reservoirs with diverse drive mechanisms / C. S. Kabir, B. Parekh, M. A. Mustafa. – DOI 10.1016/j.jngse.2016.04.004. – Direct text // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 32. – P. 158–173.
10. Ефремов, А. А. Комплекс мероприятий по продлению рентабельного периода эксплуатации газовых залежей / А. А. Ефремов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 2 (104). – С. 28–34.
11. Федорцов, В. К. Подсчет запасов газа методом материального баланса по материалам разработки залежи в режиме естественного истощения / В. К. Федорцов, Е. В. Бажанова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2012. – № 6 (97). – С. 66–73.
12. New material balance analysis method for abnormally high-pressured gas-hydrocarbon reservoir with water influx / Y. Jiao, J. Xia, P. Liu [et al.]. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2017.04.190. – Direct text // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42, Issue 29. – P. 18718–18727.
13. Development of material balance equations for coalbed methane reservoirs considering dewatering process, gas solubility, pore compressibility and matrix shrinkage / J. Shi, Y. Chang, S. Wu [et al.]. – DOI 10.1016/j.coal.2018.06.010. – Direct text // International Journal of Coal Geology. – 2018. – Vol. 195. – P. 200–216.
14. Han, G. Flowing material balance method with adsorbed phase volumes for unconventional gas reservoirs / G. Han, M. Liu, Q. Li. – DOI 10.1177/0144598719880293. – Direct text // Energy Exploration & Exploitation. – 2020. – Vol. 38, Issue 2. – P. 519–532.

15. Алтунин, А. Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный университет. – Тюмень : ТюмГУ, 2005. – 220 с. – Текст : непосредственный.
16. Алтунин, А. Е. Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, О. А. Ядрышникова. – DOI 10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3, № 2. – С. 85–99.
17. Ахмедов, Э. Г. Подсчет запасов нефти и газа по международным стандартам и оценка геологических рисков / Э. Г. Ахмедов, Ф. В. Рагимов. – Текст : непосредственный // Молодежь в науке – 2017 : сборник материалов Международной конференции молодых ученых : в 2 частях. – Минск, 2018. – С. 324–332.
18. Комплексный подход к изучению газовой шапки в пласте ПК1-3 / А. В. Поднебесных, К. А. Малышевская, Т. С. Малышевская, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 6 (108). – С. 13–18.
19. Использование искусственных нейронных сетей для прогнозирования динамики обводнения горизонтальных скважин / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов, А. В. Поднебесных, А. М. Грановский. – DOI 10.21684/2411-7978-2019-5-4-160-180 – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5, № 4 (20). – С. 160–180.
20. Кислицын, А. А. Оценка запасов газового месторождения методом материального баланса / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России : материалы 10-й Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Якутск, 2020. – С. 218–222.
21. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика : учебное пособие / И. А. Чарный. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 396 с. – Текст : непосредственный.
22. Алиев, З. С. Исследование горизонтальных скважин : учебное пособие / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – Москва : Нефть и газ, 2004. – 300 с. – Текст : непосредственный.
23. Сохошко, С. К. Профиль притока к пологому стволу газовой скважины на стационарном режиме / С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 26–29.
24. Колбиков, С. В. Методы подсчета запасов по падению пластового давления / С. В. Колбиков. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1999. – № 1. – С. 18–22.

References

1. Zhdanov, M. A. (1981). *Neftgazopromyslovaya geologiya i podschet zapasov nefti i gaza*. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 453 p. (In Russian).

2. Gutman, I. S. (1985). *Metody podscheta zapasov nefiti i gaza*. Moscow, Nedra Publ., 223 p. (In Russian).
3. Oreshkin, I. V., Loginova, M. P., & Kolotukhin, A. T. (2015). *Podschet zapasov i oценка resursov nefiti i gaza*. Saratov, Volzhskiy nauchno-issledovatel'skiy institut geologii i geofiziki Publ., 96 p. (In Russian).
4. Gutman, I. S., & Saakyan, M. N. (2013). Optimization of the formula to volumetric calculate the oil and gas reserves. *Nedropolzovanie XXI vek*, (2(39)), pp. 36-42. (In Russian).
5. Efremov, A. A., Laperdin, A. N., & Maslov, V. N. (2011). *Opredelenie srednevzveshennogo plastovogo davleniya pri podschete zapasov metodom material'nogo balansa*. *Nauka i TEK*, (5), pp. 56-58. (In Russian).
6. Laperdin, A. N., Efremov, A. A., & Khilko, V. A. (2011). *Analiz effektivnosti metodov podscheta zapasov gaza dlya razrabatyvaemykh zalezhey severa Zapadnoy Sibiri*. *Nauka i TEK*, (5), pp. 52-55. (In Russian).
7. Efremov, A. A. (2013). Evaluation of the reserves estimation methods effectiveness for gas deposits. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (5(101)), pp. 11-17. (In Russian).
8. Sutoyo, H. R., Ariadji, T., Aziz, P. A., & Mahendra, M. L. (2015). How Powerful Material Balance Analysis Method for Predicting Gas Flooding Performance. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, October 2015*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/176253-MS>
9. Kabir, C. S., Parekh, B., & Mustafa, M. A. (2016). Material-balance analysis of gas and gas-condensate reservoirs with diverse drive mechanisms. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, (32), pp. 158-173. (In English). DOI: 10.1016/j.jngse.2016.04.004
10. Efremov, A. A. (2014). Package of measures aimed at extension of the gas deposits operation commercial period. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (2(104)), pp. 28-34. (In Russian).
11. Fedortsov, V. K., & Bazhanova, E. V. (2012). *Podschet zapasov gaza metodom material'nogo balansa po materialam razrabotki zalezhi v rezhime estestvennogo istoshcheniya*. *Gornye Vedomosti*, (6(97)), pp. 66-73. (In Russian).
12. Jiao, Y., Xia, J., Liu, P., Zhang, J., Li, B., Tian, Q., & Wu, Y. (2017). New material balance analysis method for abnormally high-pressured gas-hydrocarbon reservoir with water influx. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(29), pp. 18718-18727. (In English). DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.04.190
13. Shi, J., Chang, Y., Wu, S., Xiong, X., Liu, C., & Feng, K. (2018). Development of material balance equations for coalbed methane reservoirs considering dewatering process, gas solubility, pore compressibility and matrix shrinkage. *International Journal of Coal Geology*, 195, pp. 200-216. (In English). DOI: 10.1016/j.coal.2018.06.010
14. Han, G., Liu, M., & Li, Q. (2020). Flowing material balance method with adsorbed phase volumes for unconventional gas reservoirs. *Energy Exploration & Exploitation*, 38(2), pp. 519-532. (In English). DOI: 10.1177/0144598719880293
15. Altunin, A. E., & Semukhin, M. V. (2005). *Raschety v usloviyakh riska i neopredelennosti v neftegazovykh tekhnologiyakh*. Tyumen, Tyumen State University Publ., 220 p. (In Russian).
16. Altunin, A. E., Semukhin, M. V., & Yadryshnikova, O. A. (2017). Probabilistic and Fuzzy Models to Evaluate Uncertainties and Risks Related to HC Reserves Estimation. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 3(2), pp. 85-99. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99

17. Akhmedov, E. H., & Rahimov, F. V. (2018). Estimation of oil and Gas reserves and risk assessment using international methods. *Molodezh v nauke: Proceedings of the International Conference of Young Scientists: in 2 parts*. Minsk, pp. 324-332. (In Russian).
18. Podnebesnykh, A. V., Malyshevskaya, K. A., Malyshevskaya, T. S., & Ovchinnikov, V. P. (2014). Integrated approach to investigation of gas cap in the formation PK1-3. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (6), pp. 13-18. (In Russian).
19. Kislitsyn, A. A., Kuznetsov, S. V., Podnebesnykh, A. A., & Granovsky, A. M. (2019). Using neural networks for predicting the dynamics of water cut of horizontal wells. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 5(4(20)), pp. 160-180. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-160-180
20. Kislitsyn, A. A., & Kuznetsov, S. V. (2020). Evaluation of drainable gas reserves by the method of material balance. *Geology and mineral resources of the north-east of Russia: Proceedings of the 10th All-Russian Scientific and Practical Conference with international participation*. Yakutsk, pp. 218-222. (In Russian).
21. Charnyy, I. A. (1963). *Podzemnaya gidrogazodinamika*. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 396 p. (In Russian).
22. Aliev, Z. S., & Bondarenko, V. V. (2004). *Issledovanie gorizontal'nykh skvazhin*. Moscow, Neft' i gaz Publ., 300 p. (In Russian).
23. Sokhoshko, S. K. (2016). Profile of the inflow to a sloping gas well bore in the stationary mode. *Oilfield Engineering*, (5), pp. 26-29. (In Russian).
24. Kolbikov, S. V. (1999). *Metody podscheta zapasov po padeniyu plastovogo davleniya*. *Gazovaya promyshlennost'*, (1), pp. 18-22. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Кислицын Анатолий Александрович, доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, a.a.kislitsyn@utmn.ru

Кузнецов Сергей Викторович, кандидат физико-математических наук, координатор проекта ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

Anatoliy A. Kislitsyn, Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen, a.a.kislitsyn@utmn.ru

Sergey V. Kuznetsov, Candidate of Physics and Mathematics, Project Coordinator of Gazpromneft STC LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 01.06.2022; одобрена после рецензирования 04.10.2022; принята к публикации 10.10.2022.

The article was submitted 01.06.2022; approved after reviewing 04.10.2022; accepted for publication 10.10.2022.