



**В.В. Воробьев**  
ОАО «Севернефтегазпром»<sup>1</sup>  
заместитель генерального директора  
главный геолог  
VorobevVV@pur.sngp.org



**Е.П. Миронов**  
ОАО «Севернефтегазпром»<sup>1</sup>  
начальник отдела разработки  
месторождений  
mironovep@sngp.com



**А.С. Журилин**  
ОАО «Севернефтегазпром»<sup>1</sup>  
заместитель начальника отдела  
разработки месторождений  
zhurilinas@sngp.com



**В.П. Тюрин**  
ООО «Газпром недра»<sup>2</sup>  
заместитель начальника  
управления  
начальник отдела по  
организации пробной  
эксплуатации скважин  
tyurin@nedra.gazprom.ru



**Б.Б. Ханов**  
ООО «Газпром недра»<sup>2</sup>  
отдел сопровождения  
цифровых моделей  
месторождений  
инженер 1 категории  
b.hanov@nedra.gazprom.ru



**К.В. Евич**  
ООО «Газпром недра»<sup>2</sup>  
отдел технологий освоения  
запасов  
ведущий инженер  
k.evich@nedra.gazprom.ru



**А.А. Алексеенко**  
ООО «Сиама Мастер»<sup>3</sup>  
управление перспективного  
развития  
ведущий специалист  
aalekseenko@integra.ru

# Оценка достоверности методик интерпретации газодинамических исследований горизонтальных скважин с восходящим окончанием туронских залежей

<sup>1</sup>Россия, 629300, ЯНАО, Новый Уренгой, а/я 1130.

<sup>2</sup>Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Герцена, 70

<sup>3</sup>Россия, 634003, Томск, ул. Октябрьская, 10а.

В 2019 г. общество «Севернефтегазпром» одно из первых в Надым-Пур-Тазовском регионе ввело в промышленную эксплуатацию туронскую газовую залежь Южно-Русского месторождения. Туронские продуктивные отложения – это трудноизвлекаемые запасы газа, залегающие на глубине 710–840 м, приуроченные к опесчаненной пачке мощной глинистой толщи, являющейся региональной покрывкой для крупных скоплений газа в сеноманском газоносном комплексе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Процесс подготовки к вводу сопровождался значительным объемом опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий заканчивания и интенсификации притока. Несмотря на значительный объем исследований, вопросы получения достоверных данных о свойствах пласта продолжают изучаться. В настоящей работе представлены результаты оценки параметров пласта по разным подходам к интерпретации гидродинамических исследований скважин с восходящим горизонтальным окончанием

**Ключевые слова:** туронские отложения; низкопроницаемый пласт; газодинамические исследования; радиальный приток; неустановившийся режим

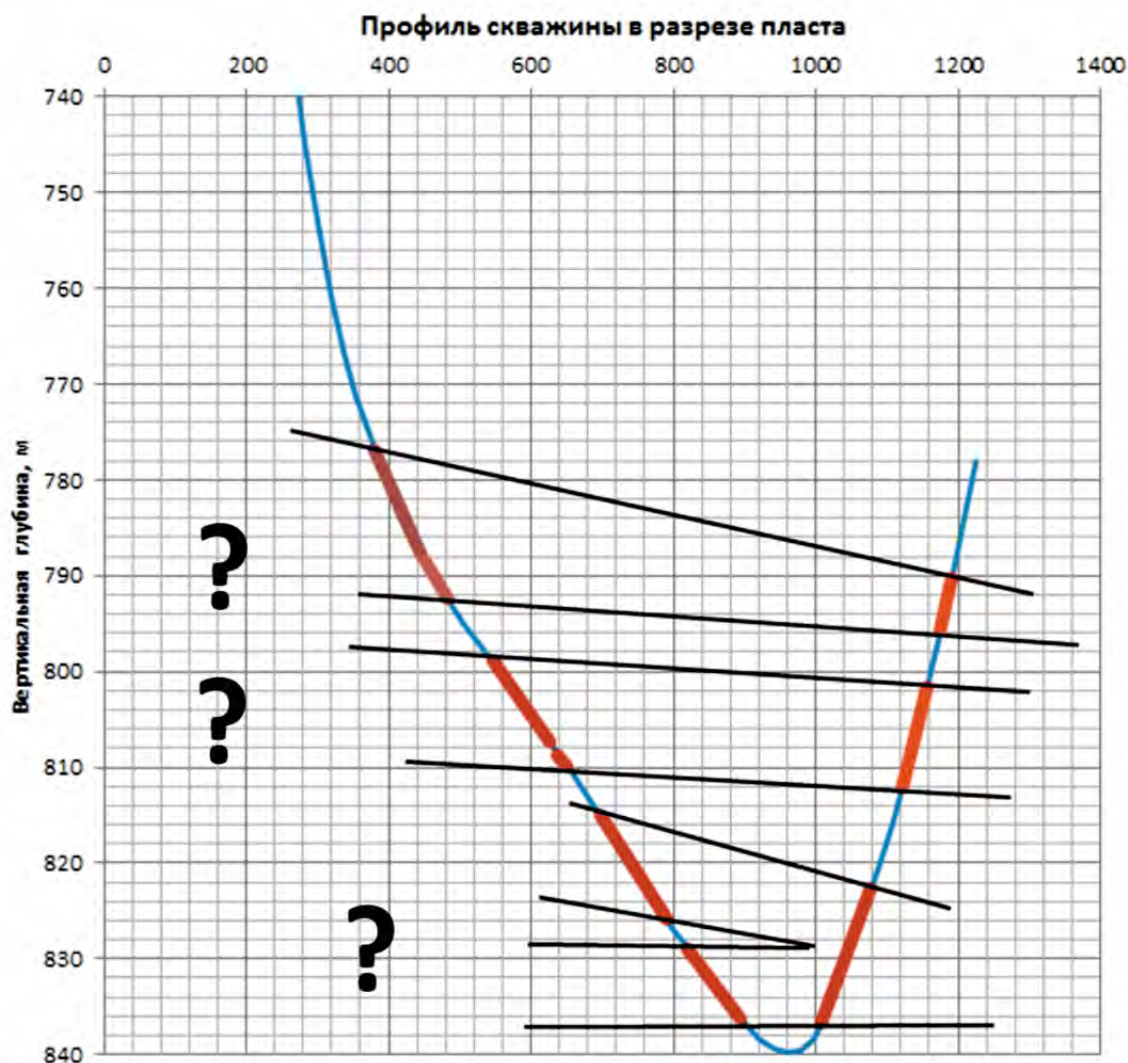
Особенности туронской залежи заключаются в слоистом характере коллектора с изменяющимися по слоям фильтрационно-емкостными свойствами. В целях эффективной выработки в условиях подобной структуры коллектора существовала необходимость применения новых подходов в строительстве скважин, в частности выбора траектории наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин. Большинство скважин, работающих на пласт  $T_{1-2}$ , имеют сложное U-образное окончание, пересекающее продуктивную часть пласта двумя частями – нисходящей и восходящей. Пример траектории данной формы скв. № 18X представлен на **рис. 1**.

Комплекс ГДИС, проводимых на туронских скважинах, представляет собой комбинацию исследования кривой восстановления давления

(КВД) и индикаторной диаграммы (ИД) в целях определения основных параметров: продуктивности скважины – коэффициентов  $a$ ,  $b$ , пластового давления, проницаемости и проводимости пласта, полного скин-фактора, дебитозависимой и истинной составляющих скин-фактора [1, 2].

Интерпретация КВД по данным ГДИС включает анализ графика производной давления, учет истории работы скважины, метод нелинейной регрессии в качестве основного алгоритма интерпретации и компьютерные технологии, автоматизирующие процесс интерпретации. Так, диагностический график представляет собой совместный график данных замеров давления в двойных логарифмических координатах и график производной давления. Метод был в значительной степени развит в работах *Bourdet, Whittle, Douglas, Pirard* и *Horne* [3, 4]. Совмещенный график позволяет выявлять

**Рис. 1.**  
Профиль скважины 18X





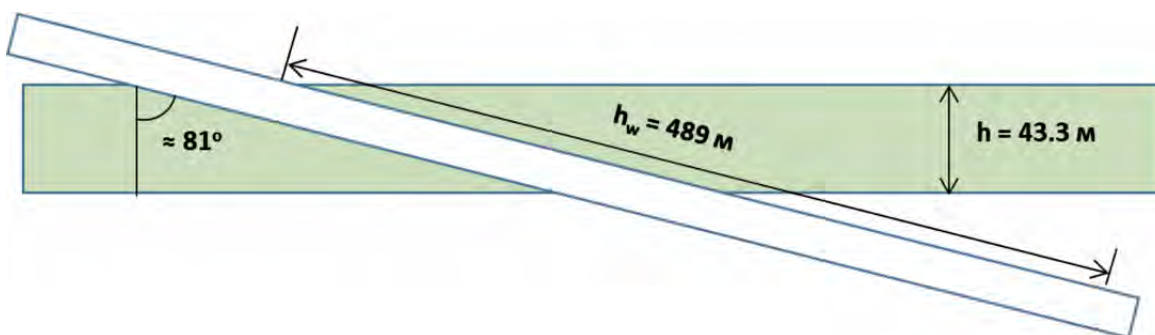


Рис. 2.  
Схема модели наклонной скважины с фактической мощностью пласта

характерные особенности кривой изменения давления, присущие различным ее участкам. По этим особенностям можно качественно определить характер связи пласта с границей, модель пласта и модель границ, а также те или иные параметры скважины, в зависимости от её конструкции [5].

Главной проблемой при интерпретации результатов ГДИС на скважинах с U-образным окончанием на забое является отсутствие на сегодняшний день аналитического решения задачи описания работы скважины с данной конструкцией в современных программных продуктах обработки ГДИС. Поэтому для представления конструкции скважины применяется имеющийся набор аналитических моделей, подходящий для интерпретации КВД и получения ключевых параметров – модель наклонной скважины и модель горизонтальной скважины.

Рассмотрим модель наклонной скважины, которая характеризуется параметрами наклона скважины (*deviation*) и эффективной длины ствола скважины ( $h_w$ ). При этом в качестве исходных параметров должны быть заданы эффективная вертикальная мощность дренируемого пласта ( $h$ ) и расстояние от подошвы пласта до СИП ( $z_w$ ). Модель позволяет оценить значение анизотропии пласта  $k_z/k_r$  [6, 7].

Если за эффективную мощность пласта в модели наклонной скважины принимать реальную мощность пласта, то она должна составлять не более 43,3 м (по нисходящей части ствола скважины). Однако в таком случае интервал изменения величины эффективной длины наклонной части ствола ограничен 270 м, что значительно меньше величины, определяемой по ПГИ, 489 м (рис. 2).

При заданной вертикальной мощности пласта 43,3 м и угле наклона скважины  $81^\circ$  работать должно не более 276 м ствола скважины. В связи с этим необходимо задавать либо меньшую эффективную длину ствола, либо большую эффективную мощность пласта. Использование реальной мощности и меньшей длины ствола

приведет к тому, что оцениваемая проницаемость пласта окажется завышенной.

Модель горизонтальной скважины характеризуется таким параметром, как эффективная длина ствола скважины (*length*). При этом должны быть заданы эффективная вертикальная мощность дренируемого пласта ( $h$ ) и расстояние от подошвы пласта до оси горизонтального участка ствола скважины ( $z_w$ ).

Как и модель наклонной скважины, модель горизонтальной скважины позволяет оценить значение анизотропии пласта  $k_z/k_r$ . Данная модель позволяет задавать истинную мощность пласта, т.к. не зависит от угла наклона скважины (принимается равной  $90^\circ$ ), поэтому в этой модели при одном значении эффективной мощности пласта величина эффективной длины ствола скважины может быть сколь угодно большой. С одной стороны, это дает возможность использовать в модели истинные значения реальной мощности пласта и работающей длины горизонтального ствола скважины. С другой стороны, модель упрощается за счет угла наклона скважины в продуктивной части пласта, что приводит к большей неопределенности в параметре  $z_w$ , т.к. он становится непривязанным к геометрии скважины. Это, в свою очередь, дает возможность варьировать этот параметр в широких пределах для лучшей адаптации модели.

Также стоит отметить, что использование реальной мощности пласта даст завышенную оценку проницаемости по сравнению со значением, полученным с использованием суммарной вертикальной мощности всех интервалов притока.

При дальнейшем рассмотрении помимо рассмотренных аналитических моделей для горизонтальной/наклонной скважины также использована модель вертикальной скважины [8]. Всего сформировано 3 группы вариантов:

- 1 группа – модель горизонтальной скважины;
- 2 группа – модель наклонной скважины;
- 3 группа – модель вертикальной скважины.

Модели	Значение			Соответствие действительности
	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 1.3	
Модель ВСС	Постоянный	Постоянный	Постоянный	Допустимо
Модель скважины	Горизонтальный ствол	Горизонтальный ствол	Горизонтальный ствол	Допустимо
Модель пласта	Радиально-композитный	Гомогенный	Гомогенный	Допустимо
Модель границ	Бесконечный пласт	Бесконечный пласт	Бесконечный пласт	Допустимо

Таблица 1.

Применяемые модели для вариантов горизонтальной скважины (1 группа)

### Модель горизонтальной скважины

#### Вариант 1.1

В **табл. 1** представлены используемые модели ВСС, скважины, пласта, и границ для первой группы вариантов. Эффективная мощность – 43,3 м. На диагностическом графике положение позднего радиального режима течения определено по стабилизации производной в период с 10 до 50 ч (**рис. 3**).

Линейный режим течения – рост производной до 10 ч. Рост производной в конце исследования – изменение проводимости пласта, т.к. наличие геологической границы не подтверждается.

#### Вариант 1.2

Эффективная мощность – 43,3 м. Эффективная длина ствола скважины зафиксирована значением 489 м. На диагностическом графике положение позднего радиального режима течения не фиксируется (**рис. 3**).

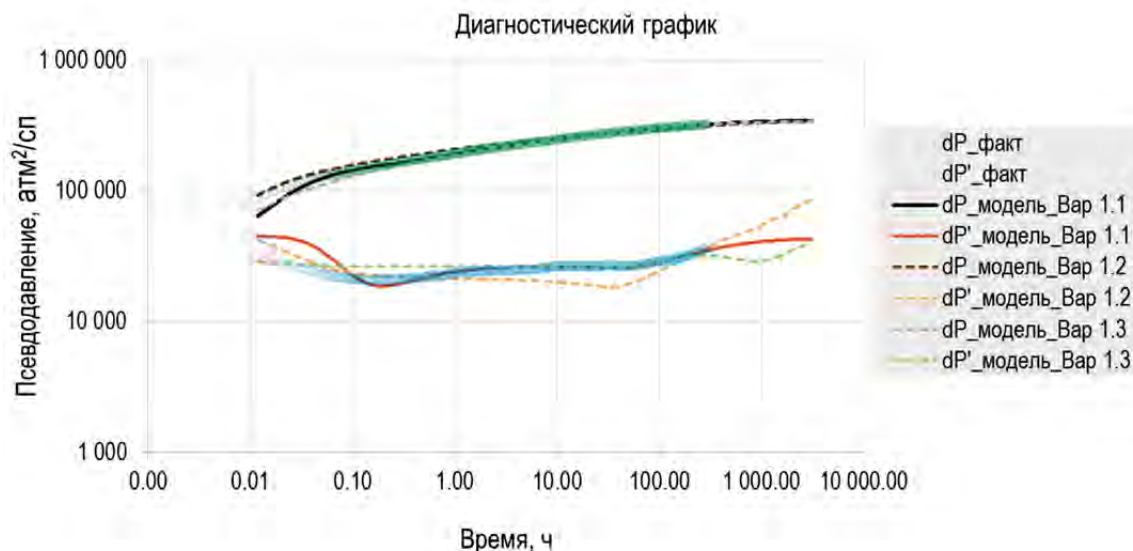
Рост производной псевдодавления в конце исследования, вероятно, является линейным режимом течения. Стабилизация производной с 10 до 50 ч – ранний радиальный режим течения.

#### Рис. 3.

Диагностические графики вариантов модели горизонтальной скважины

Плавный рост производной до 10 ч, возможно, связан с вертикальной расчлененностью пласта.

Полученные результаты во многом несут оценочный характер, в частности – радиальная проницаемость и анизотропия пласта, т.к. положение позднего радиального режима не диагностируется на графике производной псевдодавления. Значение проницаемости было получено в ходе регрессионной адаптации модели при зафиксированном значении эффективной длины ствола и ограничении анизотропии сверху (равной 1) так, чтобы рост в конце КВД исследования соответствовал линейному режиму течения, связанного с работой ствола. Несмотря на то, что значение проницаемости согласуется с данными ГИС (среднее значение абсолютной проницаемости 0,81 мД), оно является крайне низким, в связи с чем достижение позднего радиального режима возможно только после 10 000 ч остановки скважины. В связи со всем вышесказанным, данную модель рекомендуется не применять, а параметры считать недостоверными.



Модели	Значение		Соответствие действительности
	Вариант 2.1	Вариант 2.2	
Модель ВСС	Постоянный	Постоянный	Допустимо
Модель скважины	Наклонный ствол	Наклонный ствол	Достоверно
Модель пласта	Радиально-композитный	Гомогенный	Допустимо
Модель границ	Бесконечный пласт	Бесконечный пласт	Допустимо

**Таблица 2.**  
Применяемые модели для вариантов наклонной скважины (2 группа)

**Вариант 1.3**

Эффективная мощность – 43,3 м. Эффективная длина ствола скважины зафиксирована значением 489 м. На диагностическом графике положение позднего радиального режима течения, как и в предыдущем варианте, не определяется (*рис. 3*).

Стабилизация производной с 10 до 50 ч – ранний радиальный режим течения. Плавный рост производной до 10 ч, возможно, связан с вертикальной расчлененностью пласта. Если рост производной псевдодавления в конце исследования не связан с линейным режимом течения газа к горизонтальному стволу, вероятно, это влияние кровли или подошвы пласта.

Для описания этого роста в ходе адаптации модели варьировалось значение  $Z_w$ .

В целом полученные значения параметров находятся в допустимом интервале изменения, модель удовлетворительно описывает фактические данные на диагностическом графике с 10 ч до 200 ч. Тем не менее, ввиду того, что поздний радиальный режим течения не достигнут, а адаптация модели производилась, в том числе,

с помощью параметра  $z_w$ , который не отражает истинной конструкции скважины, полученные результаты рекомендуется считать оценочными.

**Модель наклонной скважины**

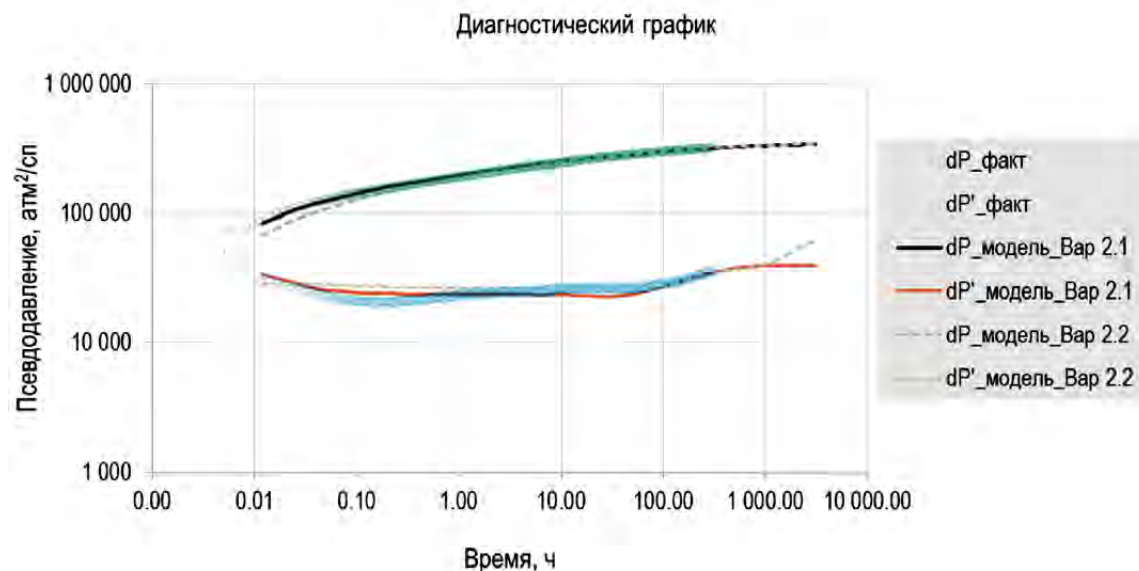
**Вариант 2.1**

Суммарная эффективная мощность пласта – 74,9 м. Эффективная длина ствола скважины зафиксирована значением 489 м. Угол наклона скважины рассчитан по формуле и составил  $81,2^\circ$ . На диагностическом графике положение позднего радиального режима течения выбрано по стабилизации производной в период с 10 до 50 ч (*рис. 4*). В *таб. 2* представлены используемые модели ВСС, скважины, пласта, и границ для 2 группы вариантов.

Линейный режим течения – рост производной до 10 ч. Рост производной в конце исследования – изменение проводимости пласта, т.к. наличие геологической границы не подтверждается.

Результаты в целом достоверны, однако стоит учитывать, что принятая эффективная мощность пласта не соответствует реальной эффек-

**Рис. 4.**  
Диагностические графики вариантов модели наклонной скважины



Модели	Значение		Соответствие действительности
	Вариант 1	Вариант 2	
Модель ВСС	Постоянный	Постоянный	Допустимо
Модель скважины	Вертикальный ствол	Вертикальный ствол	Не достоверно
Модель пласта	Радиально-композитный	Двойная проницаемость	Допустимо
Модель границ	Единичный разлом	Единичный разлом	Не достоверно

Таблица 3.

Применяемые модели для вариантов вертикальной скважины (3 группа)

тивной мощности пласта, т.к. скважина вскрывает пласт дважды. Тем не менее, ввиду того, что стандартные средства ПО *Saphir* не позволяют смоделировать подобную конструкцию скважины, использование упрощенной модели с учетом большей эффективной мощности может быть оправданным.

Также стоит отметить, что аналитическая модель удовлетворительно описывает фактические данные. Параметры, характеризующие удаленную зону пласта с меньшей проводимостью, оценочны, т.к. не наблюдается вторая стабилизация производной. Также оценочно значение анизотропии пласта, т.к. не диагностируется начальный радиальный режим течения.

Модель рекомендуется к использованию, однако она так же, как и другие модели, не удовлетворительно описывает плавный рост производной до 10 ч.

#### Вариант 2.2

Эффективная мощность – 74,9 м. Эффективная длина ствола скважины зафиксирована значением 489 м. На диагностическом графике

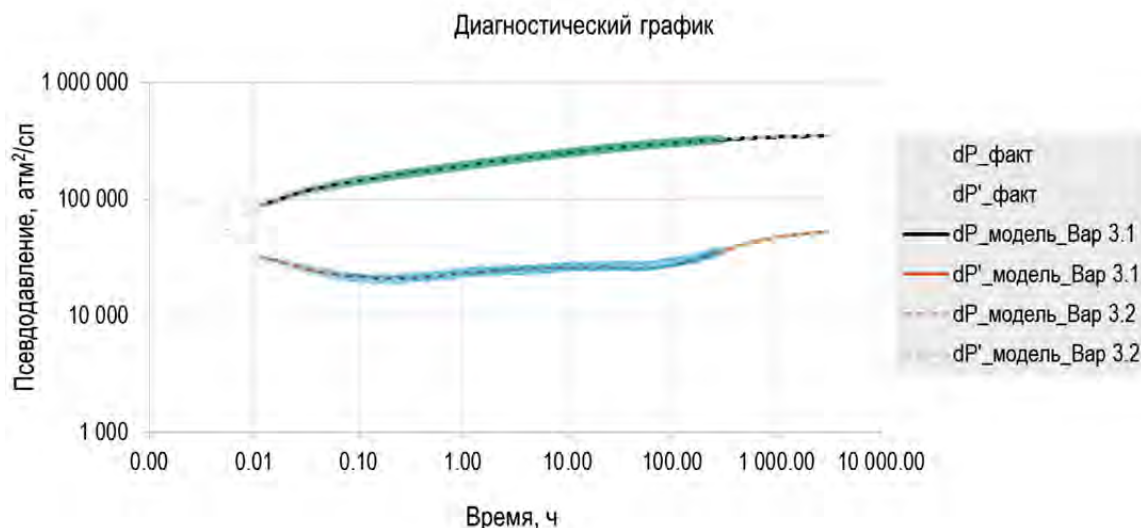
положение позднего радиального режима течения не фиксируется (рис. 4).

Рост производной псевдодавления в конце исследования, вероятно, линейный режим течения. Стабилизация производной с 10 до 50 ч – ранний радиальный режим течения. Плавный рост производной до 10 ч, возможно, связан с вертикальной расчлененностью пласта.

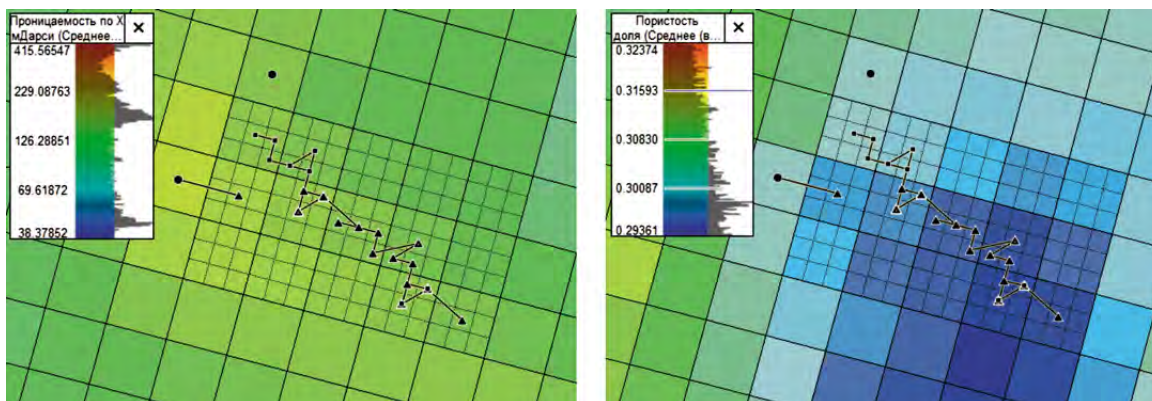
Полученные результаты во многом несут оценочный характер, в частности – радиальная проницаемость и анизотропия пласта, т.к. положение позднего радиального режима не диагностируется на билогарифмическом графике. Значение проницаемости было получено в ходе регрессионной адаптации модели при зафиксированном значении эффективной длины ствола и ограничении анизотропии сверху так, чтобы рост в конце исследования соответствовал линейному режиму течения. Несмотря на то, что значение проницаемости согласуется с данными ГИС (среднее значение абсолютной проницаемости 0,81 мД), оно является крайне низким, в связи с этим достижение позднего радиаль-

Рис. 5.

Диагностические графики вариантов модели вертикальной скважины







**Рис. 6.**  
*Пористость и проницаемость в районе скважины № 18X*

ного режима возможно только после 10 000 ч остановки скважины.

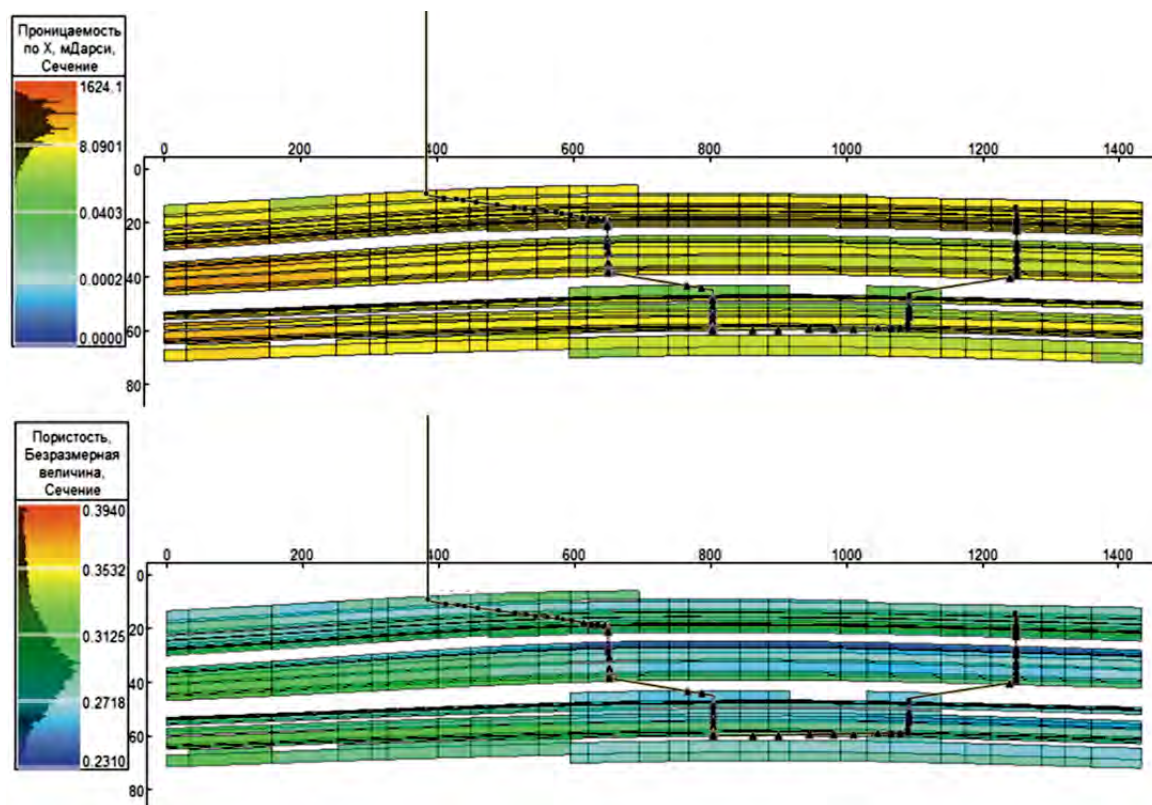
Данная модель дает завышенное значение анизотропии пласта и заниженные значения совокупного скин-фактора и проницаемости. Однако подтвердить или опровергнуть это можно только при достижении позднего радиального режима течения, если полагать, что диагностируемая стабилизация производной – не поздний радиальный режим. Тем не менее, данная модель не должна быть доминирующей при наличии других моделей, дающих более приемлемые результаты.

**Модель вертикальной скважины**

Модель вертикальной скважины рекомендуется применять в случаях, когда характерных режимов течения, которые соответствуют более сложным моделям скважины (например, горизонтальный ствол), на диагностическом графике не наблюдается. Или когда целью исследования стоит получение только фазовой радиальной проницаемости пласта, совокупного скин-фактора и пластового давления.

Применение более простой модели скважины позволяет рассмотреть более сложные варианты моделей пласта и границ.

**Рис. 7.**  
*Разрез скважины № 18X по пористости и проницаемости*



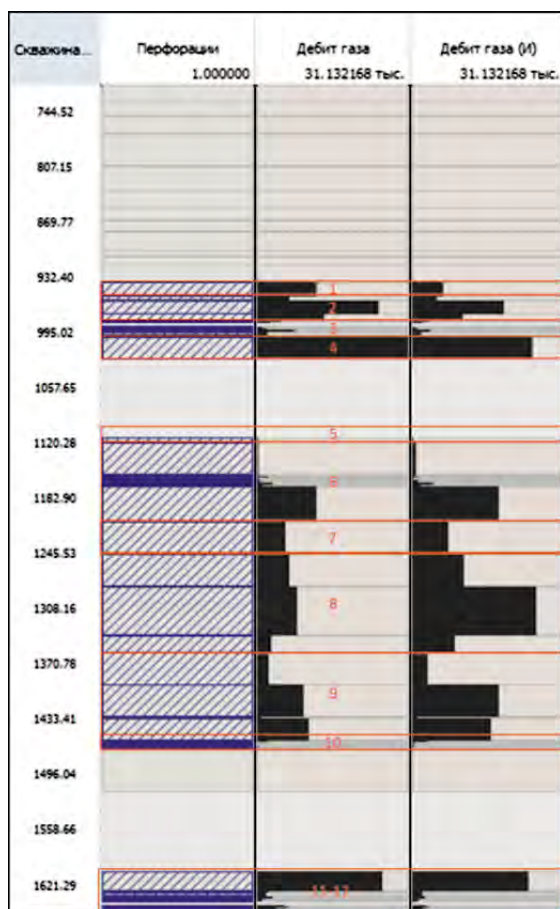


Рис. 8.  
Профиль скважины № 18X

Рассмотренные ранее модели скважины не позволяют хорошо описать период восстановления давления после ВСС и до 10 ч, т.е. плавный рост производной. Вероятно, это связано не только с конструкцией скважины, но и со сложной структурой неоднородного пласта. Чтобы подтвердить это, рассмотрим варианты интерпретации с использованием модели вертикальной скважины. В **табл. 3** представлены используемые модели ВСС, скважины, пласта, и границ для 2 группы вариантов.

#### Вариант 3.1

Эффективная мощность – 43,3 м. На диагностическом графике положение радиального режима течения скрыто ВСС, но принимается по максимальному значению производной (**рис. 5**).

В рамках данного варианта рассматривается предположение о сложном строении пласта, свойства которого меняются при удалении от скважины. Предполагается, что все характерные режимы течения для наклонной скважины скрыты ВСС ввиду небольшой эффективной длины ствола скважины и относительно высокой проницаемости пласта. Таким образом, плавный рост производной после периода ВСС связан с постепенным снижением проводимо-

сти пласта, возможно, вследствие уменьшения эффективной мощности пласта. Тогда стабилизация производной с 10 до 50 ч будет характеризовать гидропроводность второй удаленной зоны. Рост производной давления в конце исследования может быть связан с геологическим нарушением, однако данное предположение не подтверждается структурной картой. Предположительно, на некотором еще большем удалении от скважины проводимость снова снижается, т.е. существует третья зона пласта с другими фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС).

Результатом интерпретации является оценка фазовой проницаемости, которая составила 6,4 мД (проводимость 277 мД·м), и совокупный скин-фактор 0,303. Проводимость второй зоны – 198 мД·м. Значение проводимости 3 зоны не определено, т.к. не достигнута третья стабилизация производной. Поскольку ПО *Saphir*, используемое для интерпретации, не позволяет создавать более двух зон с различными ФЕС пласта, рост производной в конце исследования был смоделирован одиночной границей.

Стоит отметить, что полученная аналитическая модель хорошо описывает фактические данные на диагностическом графике. Однако сделанные предположения сложны и могут быть подтверждены только при диагностировании всех характерных режимов, которые соответствуют реальной конструкции скважины, т.е. наклонной модели. Поэтому данный вариант не рекомендуется рассматривать для интерпретации.

#### Вариант 3.2

Эффективная мощность – 43,3 м. На диагностическом графике положение радиального режима принимается по стабилизации производной с 10 ч до 50 ч (**рис. 5**).

В рамках данного варианта провал производной в начале исследования после периода ВСС предположительно связан с многопластовой системой, которую можно описать с помощью модели двойной проницаемости, т.е. пласт представляется в виде двух пропластков, между которыми существуют перетоки. В данной модели основной приток газа идет по более высокопроницаемому пропластку. Тогда радиальный режим течения, диагностируемый по стабилизации производной с 10 до 50 ч, будет характеризовать интегральную проводимость пласта. Дополнительные параметры модели могут дать понимание о ФЕС пропластков. Например, параметр *карра* – есть отношение проводимости более проницаемого пласта к общей проводимости системы.

Рост производной в конце исследования, вероятнее всего, связан с изменением прово-



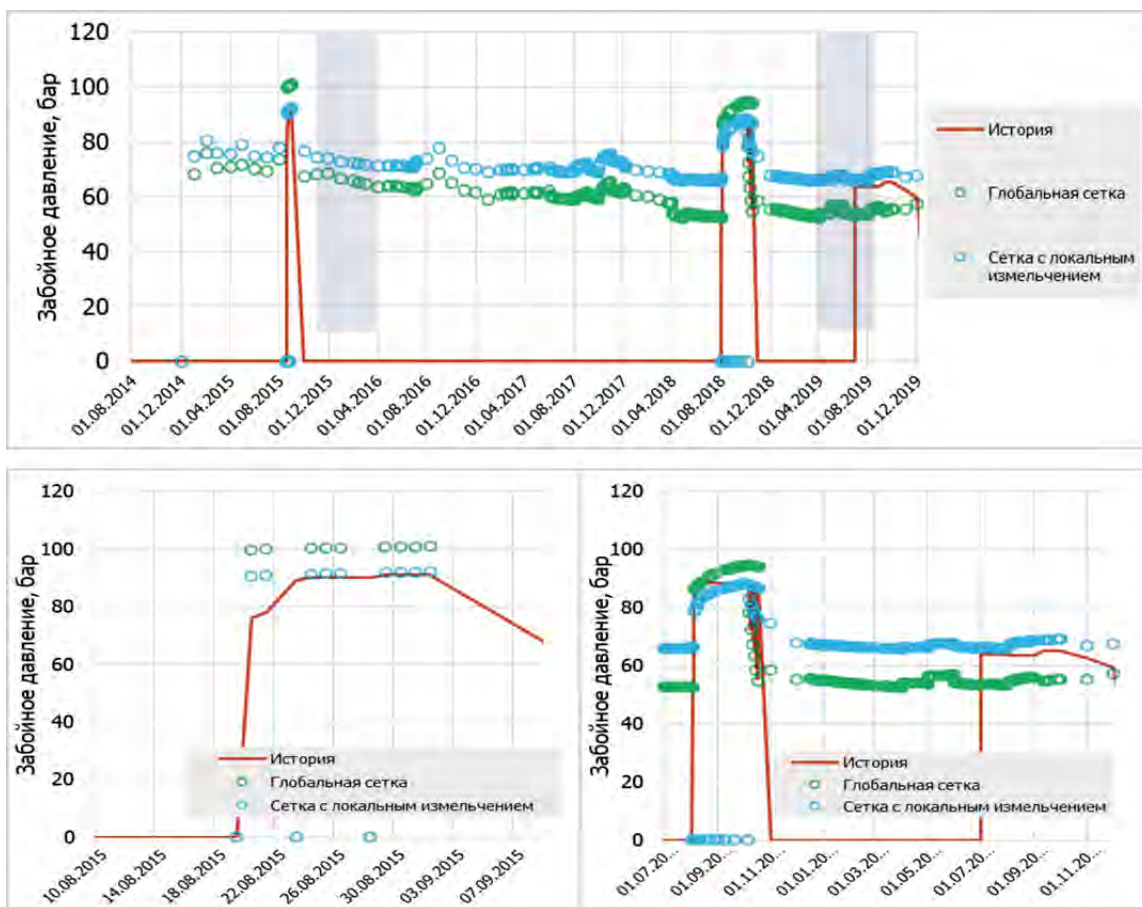


Рис. 9. Сравнение фактических и расчетных забойных давлений скважины № 18X

димости пласта(ов) на некотором расстоянии от скважины.

Полученная аналитическая модель хорошо описывает фактические данные, а основные параметры в целом имеют хорошую достоверность. Однако ввиду того, что использовалась упрощенная модель скважины, параметры эффективной длины ствола и анизотропии пласта не были оценены. Более того, использование при интерпретации реальной эффективной мощности пласта вместо суммарной вертикальной мощности всех работающих интервалов скважины дает завышенные результаты проницаемости, однако проводимость системы при этом будет оценена достоверно. Так, при задании эффективной мощности, равной 74,9 м, проницаемость составит 2,71 мД при той же проводимости 203 мД·м.

Применяемая модель двойной проницаемости в целом имеет основания для использования, т.к. пласт в действительности представлен множеством пропластков с различными ФЕС (по данным ГИС), между которыми возможны вертикальные перетоки. Однако модель упрощена, т.к. предполагает работу только двух пластов с различными ФЕС, поэтому полученные

значения дополнительных параметров модели оценочны.

### Оценка настройки скважины в секторной модели

Для оценки ряда основных параметров была использована модель, построенная в рамках мониторинга Южно-Русского месторождения. Был сформирован сектор модели ГДМ, включающий в себя скв. № 18X и ее окружение, а также выполнено локальное измельчение сетки LGR для корректной настройки модели на показатели ГДИС. Модификаций пористости/проницаемости не проводилось (рис. 6).

Локальное измельчение производилось по латерали, анизотропия пласта не изменялась, количество ячеек в районе скважины увеличилось в 9 раз. Разрез по скважине куба пористости и проницаемости приведен на рис. 7.

В соответствии с интервалами проведенных исследований, выполненным LGR, уточнением скин-фактора пласта получен следующий профиль скважины (рис. 8).

Были выполнены расчеты исходной секторной модели (глобальная сетка) и модели с измельченной сеткой (сетка с локальным измель-

Параметры	<i>R</i> , максимальное значение весомости параметра по ранжиру
Коэффициент ВСС, м <sup>3</sup> /(кгс/см <sup>2</sup> )	1
Радиальная проницаемость пласта, мД	5
Проводимость пласта, мД·м	5
Эффективная длина ствола	5
Расстояние от подошвы пласта до СИП, м	3
Анизотропия пласта	5
Совокупный скин-фактор	5
Механический скин-фактор	5
Скин-фактор пласта 1 (для модели пласта с двойной проницаемостью)	5
Скин-фактор пласта 2 (для модели пласта с двойной проницаемостью)	
<i>Kappa</i> ( $k, h_1 / (k, h_1 + k_2, h_2)$ ) (для модели пласта с двойной проницаемостью)	1
Расстояние до зоны с меньшей проводимостью, м (для модели радиально-композиционного пласта)	1
Проводимость дальней зоны, мД·м (для модели радиально-композиционного пласта)	1
Отклонение на режимах, %	5
Отклонение на истории, %	5

**Таблица 4.**  
Диагностируемые параметры модели для ранжира

чением, *LGR*) в зоне дренирования скважины. Сравнение фактических значений забойного давления с расчетными по скв. № 18X представлены на **рис. 9**. Расхождение фактических и расчетных значений  $P_{заб}$  в варианте с *LGR* (КВД от 08.2015) не превышает 1 бар.

Вследствие измельчения сетки вычисление всех расчетных параметров скважины производится в локальных координатах блока, как результат наиболее приближенные значения расчетных показателей скв. № 18X.

Параметры, полученные при расчете ГДМ, приведены в **табл. 6**.

Сравнительный анализ вариантов модели скважины

Для сравнительного анализа полученных вариантов моделей по ряду основных параметров (длина горизонтального участка, проницаемость пласта, проводимость пласта, совокупный скин-

фактор и т.д., а также сходимость самих моделей на режимах ГДИ и графике истории) был составлен ранжир параметров по весомости их значения для дальнейшего использования в определении технологических показателей для последующего проектирования будущих скважин (**табл. 4**). Итоговый балл (*B<sub>i</sub>*) считается по формуле  $B_i = R \cdot x$ , где *R* – максимальное значение весомости параметра по ранжиру, *x* – коэффициент достоверности. Критерии для оценки коэффициента достоверности *x* представлены в **табл. 5**. Суммарный итоговый балл складывается из итоговых баллов всех сравниваемых параметров.

Сравнение вариантов модели представлено в **табл. 6**. Как видно из данной таблицы, в совокупности наиболее точно описывают все диагностируемые параметры модели 1.3 и 2.1, имея суммарные итоговые оценки 42,5 и 44, соответственно. Стоит отметить, что разница в 1,5 балла между данными вариантами возникла ввиду рассмотрения пласта в варианте 2.1 как радиально-композиционного. В полученных вариантах модели отмечается большой разброс по параметру проводимости пласта от 20 до 277 мД·м, при отклонении на режимах менее 5%. Данные значения получены за счет подбора «полки» проводимости пласта (*kh*) на диагностических графиках, а также за счет разных эффективных толщин в зависимости от варианта модели.

**Таблица 5.**  
Критерий для оценки параметра

Критерий значения для параметра	<i>x</i> , коэффициент достоверности
Недопустимое	0
Недостоверное/Предположительное/ Оценочное	0,5
Достоверное/Допустимое	1

Параметр	Вариант 1.1			Вариант 1.2			Вариант 1.3		
	Модель горизонтальной скважины, радиально-композитный пласт			Модель горизонтальной скважины, гомогенный пласт			Модель горизонтальной скважины, гомогенный пласт		
	Значение	Достоверность	Итоговый балл	Значение	Достоверность	Итоговый балл	Значение	Достоверность	Итоговый балл
Коэффициент ВСС, м <sup>3</sup> /(кгс/см <sup>2</sup> )	0,2	1	1	0,1	1	1	0,1	1	1
Радиальная проницаемость пласта, мД	4,7	1	5	0,53	1	5	2	1	5
Проводимость пласта, мД-м	203	1	5	22,9	1	5	86,6	1	5
Эффективная длина ствола	10	0	0	489	1	5	489	1	5
Расстояние от подошвы пласта до СИП, м	21,65	0,5	1,5	21,65	0,5	1,5	34,5	0,5	1,5
Анизотропия пласта	39,1	0	0	1	0,5	2,5	0,045	1	5
Совокупный скин-фактор	-0,869	1	5	-6,53	1	5	-4,65	1	5
Механический скин-фактор	0,33	1	5	0,15	1	5	0,297	1	5
Скин-фактор пласта 1	-	0	0	-	0	0	-	0	0
Скин-фактор пласта 2									
Карра ( $k, h_1 / (k, h_1 + k_2, h_2)$ )	-	0	0	-	0	0	-	0	0
Расстояние до зоны с меньшей проводимостью, м	75	1	1	-	0	0	-	0	0
Проводимость дальней зоны, мД-м	127	0,5	0,5	-	0	0	-	0	0
Отклонение на режимах, %	3	1	5	4	1	5	3	1	5
Отклонение на истории, %	2	1	5	11	0	0	2	1	5
Суммарный итоговый балл			34,0			35,0			42,5

**Таблица 6.1.**

Оценка и сравнение диагностируемых параметров вариантов модели

**Выводы**

По результатам анализа совместимости данных модели и фактических данных был сделан вывод, что ни один из рассмотренных аналитических вариантов не привел к удовлетворительной совместимости и не обеспечил возможность получить полные и достоверные результаты. Это, в первую очередь, следствие простоты реализованных моделей.

Осложняющим фактом является наличие взаимовлияния частей ствола скважины, что вносит дополнительные отклонения от классической модели скважины, рассматриваемой как линейный источник в однородном пласте.

Современные вызовы в вовлечении запасов газа низкопроницаемых коллекторов в разработку требуют не только совершенствования технологий планирования и проведения сква-



Параметр	Вариант 2.1			Вариант 2.2		
	Модель наклонной скважины, радиально-компоЗИТНЫЙ пласт			Модель наклонной скважины, ГОМОГЕННЫЙ пласт		
	Значение	Достоверность	Итоговый балл	Значение	Достоверность	Итоговый балл
Коэффициент ВСС, м <sup>3</sup> / (кгс/см <sup>2</sup> )	0,1	1	1	0,1	1	1
Радиальная проницаемость пласта, мД	2,64	1	5	0,55	1	5
Проводимость пласта, мД-м	198	1	5	41,2	1	5
Эффективная длина ствола	489	1	5	489	1	5
Расстояние от подошвы пласта до СИП, м	37,45	0,5	1,5	37,45	0,5	1,5
Анизотропия пласта	0,008	1	5	0,58	0,5	2,5
Совокупный скин- фактор	-1,04	1	5	-5,84	1	5
Механический скин- фактор	1,1	1	5	0,121	1	5
Скин-фактор пласта 1	–	0	0	–	0	0
Скин-фактор пласта 2						
Карра ( $k_1 h_1 / (k_1 h_1 + k_2 h_2)$ )	–	0	0	–	0	0
Расстояние до зоны с меньшей проводимостью, м	53	1	1	–	0	0
Проводимость дальней зоны, мД-м	139	0,5	0,5	–	0	0
Отклонение на режимах, %	3	1	5	3	1	5
Отклонение на истории, %	2	1	5	6	0	0
Суммарная итоговая оценка			44,0			35,0

**Таблица 6.2.**  
Оценка и сравнение диагностируемых  
параметров вариантов модели

жинных операций (бурение, ПГИ, ГДИ и т.д.), но и применения более совершенных подходов к интерпретации получаемых результатов, постоянно повышая ценность актива.

Для настройки и получения достоверных данных по результатам интерпретации ГДИС U-образных горизонтальных скважин туронских отложений необходимо использование цифровых гидродинамических моделей с ячейками небольших размеров (например, 65×65 м). Однако, используя данный способ, необходимо учитывать следующие особенности:

– продолжительность расчёта при настройке на показатели ГДИС;

– ограничение по количеству замеров ГДИС во времени (влияет на время и сходимость расчёта);

– количество влияющих на настройку параметров: коэффициент проводимости скважина – пласт, множители коэффициента проводимости между блоками, скин-фактор и т.д.

На сегодняшний день в программных продуктах для интерпретации ГДИС ещё не разработаны аналитические инструменты, описывающие работу U-образных стволов горизонтальных скважин, пересекающих многослойные пласты, в следствии чего для получения достоверных результатов необходимо имплементировать данный тип вскрытия пласта с целью повышения качества интерпретации ГДИС с использованием специализированного программного обеспечения. <sup>[10]</sup>

Параметр	Вариант 3.1			Вариант 3.2			Сектор ГДМ		
	Модель вертикальной скважины, радиально-компо-зитный пласт			Модель вертикальной скважины, пласт с двойной проницаемостью					
	Значение	Достоверность	Итоговый балл	Значение	Достоверность	Итоговый балл	Значение	Достоверность	Итоговый балл
Коэффициент ВСС, м <sup>3</sup> /(кгс/см <sup>2</sup> )	0,05	1	1	0,05	1	1	–	0	0
Радиальная проницаемость пласта, мД	6,4	1	5	4,68	1	5	8,3	1	5
Проводимость пласта, мД·м	277	1	5	203	1	5	43	1	5
Эффективная длина ствола	–	0	0	–	0	0	423	1	5
Расстояние от подошвы пласта до СИП, м	–	0	0	–	0	0	36,3	1	3
Анизотропия пласта	–	0	0	–	0	0	0,1	1	5
Совокупный скин-фактор	0,303	1	5	–0,859	1	5	–4	1	5
Механический скин-фактор	0,303	1	5	–	0	0	0,3	1	5
Скин-фактор пласта 1	–	0	0	–0,842	1	5	–	0	0
Скин-фактор пласта 2				–0,871			–	0	0
Карра ( $k_1 h_1 / (k_1 h_1 + k_2 h_2)$ )	–	0	0	0,41	1	1	–	0	0
Расстояние до зоны с меньшей проводимостью, м	5,7	1	1	75	1	1	627	0,5	0,5
Проводимость дальней зоны, мД·м	198	1	1	–	0	0	148	1	1
Отклонение на режимах, %	3	1	5	3	1	5	1	1	5
Отклонение на истории, %	3	1	5	3	1	5	1	1	5
Суммарный итоговый балл			33,0			33,0			44,5

**Таблица 6.3.**  
Оценка и сравнение диагностируемых параметров вариантов модели

**Литература**

1. Дмитрук В.В., Воробьев В.В., Миронов Е.П., Тюрин В.П., Грачев С.И., Шарафутдинов Р.Ф., Самойлов А.С. Особенности интерпретации результатов газодинамических исследований скважин разной конструкции, дренирующих низкопроницаемые газовые пласты // Газовая промышленность. 2017. № 11. С. 55–60.
2. Дмитрук В.В., Воробьев В.В., Миронов Е.П., Горлач А.Ю., Шарафутдинов Р.Ф., Тюрин В.П., Фатеев Д.Г., Самойлов А.С. Обзор технологических решений по разработке низкопроницаемых газовых залежей туронского яруса // Газовая промышленность. 2017. № 2. С. 56–64.
3. Оливье Узе, Дидье Витур, Оле Фьяре. Анализ динамических потоков. Теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных стационарных глубинных манометров. Kappa Engineering. 2009. 359 с.
4. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis «The theory and practice of Pressure Transient, Production analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data». SophiaAntipolis, France: KAPPA, 2011. 414 p.
5. Дорофеев А., Ларин А. ОАО «Севернефтегазпром» – пилотный проект по освоению туронских залежей // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 13–14. С. 88–89.
6. New Solutions for Well-Test Analysis Problems: Parts 1 & 2, Erdal Ozkan, Rajagopal Raghavan, SPEFE, September, 1991.
7. Pressure Behavior of Layered Reservoirs with Crossflow, D. Bourdet, SPE 13628, March, 1985.
8. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина Т.Е., Камартинов М.Р., Деева Т.А. Гидродинамические исследования скважин. Томск: ТПУ. 2004. 340 с.

**V.V. Vorobiev**, Deputy General Director, Chief Geologist, OJSC "Severneftegazprom"<sup>1</sup>, VorobevVV@pur.sngp.org

**E.P. Mironov**, Head of Field Development Department, OJSC "Severneftegazprom"<sup>1</sup>, mironovep@sngp.com

**A.S. Zhurilin**, Deputy Head of Field Development Department, OJSC "Severneftegazprom"<sup>1</sup>, zhurilinas@sngp.com

**V.P. Tyurin**, Deputy Head of Department, Head of the Department for Organization of Trial Operation of Wells, Gazprom nedra LLC<sup>2</sup>, tyurin@nedra.gazprom.ru

**B.B. Hanov**, Engineer of 1 Category of Department for Support of Digital Models of Deposits, Gazprom nedra LLC<sup>2</sup>, b.hanov@nedra.gazprom.ru

**K.V. Evich**, Lead Engineer of Reserves Development Technology Department, Gazprom nedra LLC<sup>2</sup>, k.evich@nedra.gazprom.ru

**A.A. Alekseenko**, Leading Specialist of the Long-term Development Department, SIAM, LLC<sup>3</sup>, aalekseenko@integra.ru

<sup>1</sup>PO Box 1130, Novy Urengoy, Yamalo–Nenets Autonomous Okrug, 6293000, Russia.

<sup>2</sup>70 Herzen str., Tyumen, 625000, Russia.

<sup>3</sup>10a Ochyabrskaya str., Tomsk, 634003, Russia.

## Assessment of the Reliability of Methods for Interpreting Gas-dynamic Studies of Horizontal Wells with an Upward Ending of Turonian Deposits

**Abstract.** In 2019, Severneftegazprom was one of the first in the Nadym–Pur–Taz region to bring the Turonian gas reservoir of the Yuzhno–Russkoye field into commercial production. The peculiarities of the Turonian reservoir are in the layered nature of the reservoir with reservoir properties varying in layers. In order to efficiently develop in conditions of such a reservoir structure, there was a need to apply new approaches in well construction, in particular, the choice of the trajectory of directional and horizontal wellbores. Most of the wells operating on the T1–2 formation have a complex U-shaped end that crosses the pay zone in two parts – descending and ascending. The main problem in the interpretation of well test results for wells with a U-shaped end at the bottom hole is the lack of an analytical solution to the problem of describing the operation of a well with this structure in modern software products for well testing. To represent the well design, an existing set of analytical models is used, suitable for interpreting the pressure build-up curve and obtaining key parameters – an inclined well model, a horizontal well model and a vertical well model. Based on the results of the analysis of the compatibility of the model data and the actual data, it was concluded that none of the considered analytical options led to satisfactory compatibility and did not provide the opportunity to obtain complete and reliable results. This is a consequence, first of all, of the simplicity of the implemented models. A complicating fact is the presence of mutual influence of the wellbore parts, which introduces additional deviations from the classical well model, considered as a linear source in a homogeneous reservoir. To set up and obtain reliable data based on the results of the well test interpretation of U-shaped horizontal wells in Turonian deposits, it is necessary to use digital hydrodynamic models with small cells (for example, 65 × 65 m). However, using this method, it is necessary to take into account the following features: the duration of the calculation when tuning for well test indicators; limitation on the number of well test measurements in time (affects the time and convergence of the calculation); the number of parameters affecting the setting: the conductivity coefficient of the well – reservoir, the multipliers of the conductivity coefficient between blocks, the skin factor, etc. To date, analytical tools that describe the operation of U-shaped horizontal wellbores have not yet been developed in software products for the interpretation of well testing. To obtain reliable results, it is necessary to recommend this type of reservoir penetration for development and its implementation into software already available for well testing.

**Keywords:** low-permeability reservoir; gas-dynamic surveys; radial inflow; unsteady-state mode.

### References

1. Dmitruk V.V., Vorob'ev V.V., Mironov E.P., Tiurin V.P., Grachev S.I., Sharafutdinov R.F., Samoilov A.S. *Osobennosti interpretatsii rezul'tatov gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin raznoi konstruktzii, dreniruiushchikh nizkopronitsaemye gazovye plasty* [Peculiarities of interpretation of results of gas-dynamic studies of wells of different design, draining low-permeable gas reservoirs]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2017, no. 11, pp. 55–60.
2. Dmitruk V.V., Vorob'ev V.V., Mironov E.P., Gorlach A.Iu., Sharafutdinov R.F., Tiurin V.P., Fateev D.G., Samoilov A.S. *Obzor tekhnologicheskikh reshenii po razrabotke nizkopronitsaemykh gazovykh zalezhei turonskogo iarusy* [Review of technological solutions for the development of low-permeability gas deposits of the Turonian stage]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2017, no. 2, pp. 56–64.
3. Oliv'e Uze, Did'e Vitura, Ole F'iare. *Analiz dinamicheskikh potokov. Teoriia i praktika interpretatsii dannykh GDIS i analiza dobychi, a takzhe ispol'zovanie dannykh statsionarnykh glubinykh manometrov* [Analysis of dynamic flows. Theory and practice of well test data interpretation and production analysis, as well as the use of stationary downhole gauge data]. Kappa Engineering, 2009, 359 p.
4. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis «The theory and practice of Pressure Transient, Production analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data». SophiaAntipolis, France: KAPPA, 2011. 414 p.
5. Dorofeev A., Larin A. *ОАО «Severneftegazprom» – pilotnyi proekt po osvoeniiu turonskikh zalezhei* ["Severneftegazprom" – a pilot project for the development of Turonian deposits]. *Neftegazovaia vertikal'* [Oil and Gas Vertical], 2011, no. 13–14, pp. 88–89.
6. New Solutions for Well-Test Analysis Problems: Parts 1 & 2, Erdal Ozkan, Rajagopal Raghavan, SPEFE, September, 1991.
7. Pressure Behavior of Layered Reservoirs with Crossflow, D. Bourdet, SPE 13628, March, 1985.
8. Mangazeev P.V., Pankov M.V., Kulagina T.E., Kamartdinov M.R., Deeva T.A. *Gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin* [Well testing]. Tomsk, TPU Publ., 2004, 340 p.