

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ЮЖНО-РУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Демков А.В.

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: aledemkov@yandex.ru*

Южно-Русское месторождение вышло на период постоянной добычи газа. Месторождение работает при годовом отборе газа 25 млрд. м<sup>3</sup>. Для дальнейшего максимального и равномерного извлечения газа необходимо осуществлять контроль за основными параметрами разработки залежи – пластовым давлением, темпами отборов, продвижение газовой контакта. По результатам ГДИ рассчитаны значения коэффициентов фильтрационного сопротивления а и б. В связи с тем, что сравнительный анализ интерпретации по стандартной методике и по методике «ИД-КВД» показал, большую достоверность и расширение списка определяемых параметров, характеризующих режимы работы скважин, в дальнейшем рекомендуется применять методику «ИД-КВД» как для наклонно-направленных, так и для субгоризонтальных скважин. Наибольшее снижение пластового давления отмечается в центральной части, вдоль оси простирания залежи. В целом депрессионная воронка в эксплуатационной зоне соответствует контуру залежи без наличия существенных локальных снижений, глубина достигает 1,4 МПа.

Ключевые слова: газ, месторождение, гидродинамические исследования, дебит, давление

## ANALYSIS OF HYDRODYNAMIC WELL STUDIES AT THE YUZHNO-RUSSKOYE FIELD

Demkov A.V.

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: aledemkov@yandex.ru*

The Yuzhno-Russkoye field came out for a period of constant gas production. The deposit operates with an annual gas selection of 25 billion m<sup>3</sup>. For further maximum and uniform extraction of gas, it is necessary to control the main parameters of reservoir development - reservoir pressure, rate of selection, promotion of gas-water contact. Based on the results of the GDI, the values of the coefficients of filtration resistance a and b were calculated. Due to the fact that the comparative analysis of the interpretation by the standard method and by the ID-HPP method has shown that the reliability and expansion of the list of parameters that characterize well operation modes is further recommended, it is recommended to use the ID-HPC method for both oblique, and for subhorizontal wells. The greatest decrease in reservoir pressure is noted in the central part, along the axis of strike of the deposit. In general, the depression funnel in the production zone corresponds to the contour of the deposit without significant local declines, the depth reaches 1.4 MPa.

Keywords: gas, deposit, hydrodynamic studies, flow rate, pressure

В административном отношении Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Всего на Южно-Русском месторождении выделен 29 продуктивных пластов: Т<sub>1-2</sub>, ПК<sub>1</sub>, ПК<sub>6</sub>, ПК<sub>9</sub>, ПК<sub>10</sub>, ПК<sub>12</sub>, ПК<sub>13</sub><sup>1</sup>, ПК<sub>13</sub><sup>2</sup>, ПК<sub>14</sub>, ПК<sub>15</sub>, ПК<sub>16</sub><sup>1</sup>, ПК<sub>16</sub><sup>2</sup>, ПК<sub>17</sub><sup>1</sup>, ПК<sub>17</sub><sup>2</sup>, ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>19</sub>, ПК<sub>20</sub><sup>1</sup>, ПК<sub>20</sub><sup>2</sup>, ПК<sub>21-22</sub>, АТ<sub>6</sub>, АТ<sub>11</sub>, БТ<sub>4</sub><sup>0</sup>, БТ<sub>4</sub>, БТ<sub>12</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4-1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4-2</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>.

В пределах Южно-Русского лицензионного участка по результатам геологоразведочных работ промышленная нефтегазоносность установлена в терригенных отложениях туронского (пласт Т<sub>1-2</sub>), апт-альб-сеноманского (пласты ПК<sub>21-22</sub> - ПК<sub>1</sub>) ярусов, в отложениях неокома (пласты АТ<sub>6</sub> - БТ<sub>12</sub>), в верхнеюрских отложениях сиговской (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>-Ю<sub>1</sub><sup>4-2</sup>) и среднеюрских отложениях тюменской свит (пласты Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>).

В пласте ПК<sub>1</sub> выявлена одна газовая залежь.

Южно-Русское месторождение вышло на период постоянной добычи газа. Месторождение работает при годовом отборе газа 25 млрд. м<sup>3</sup>. Для дальнейшего максимального и равномерного извлечения газа необходимо осуществлять контроль за основными параметрами разработки залежи [1-5] – пластовым давлением, темпами отборов, продвижение газодляного контакта.

Пластовое давление в эксплуатационной зоне изменяется от 7,49 МПа (скважина № 281) до 8,08 МПа (скважина № 383). Среднее пластовое давление в районе скважин снизилось относительно начального на 16,7 % и составило 7,70 МПа, при накопленном отборе газа 90,25 млрд.м<sup>3</sup> или 13,57 % от начальных запасов.

Формирование депрессионной воронки практически завершено (технологически режимы работы скважин установились) во всех зонах залежи.

Наибольшее снижение пластового давления отмечается в центральной части, вдоль оси простирания залежи. В целом депрессионная воронка в эксплуатационной зоне соответствует контуру залежи без наличия существенных локальных снижений, глубина достигает 1,4 МПа. Динамика формирования депрессионной воронки свидетельствует о наличии энергетического потенциала необходимого для достижения проектного коэффициента конечного извлечения газа.

Анализ данных подъема ГВК по сеноманской залежи Южно-Русского месторождения показал, что неоднородность строения продуктивной толщи предопределила неравномерное внедрение пластовой воды. Одним из основных факторов, сказывающихся на положении начального и текущего контактов, является литологическая характеристика пород,

залегающих в зоне ГВК. Следующим фактором, оказывающим влияние на темп внедрения пластовой воды, являются отборы газа.

Согласно программе исследований сеноманской залежи Южно-Русского месторождения, утвержденной протоколом, газодинамические исследования необходимо проводить не реже одного раза в два года по всему эксплуатационному фонду скважин. Кроме того исследования проводятся на скважинах после бурения.

В период с начала разработки на Южно-Русском месторождении было проведено 483 газодинамических исследований скважин на стационарных режимах фильтрации. На каждой скважине было проведено два или более исследований.

По результатам ГДИ рассчитаны значения коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$ . Анализ результатов последних исследований скважин показывает, что значения коэффициента фильтрационного сопротивления  $a$  варьируют в диапазоне от  $0,037355 \cdot 10^{-2}$  (скважина № 381) до  $1,41484 \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>2</sup>·сут/тыс.м<sup>3</sup> (скважина № 372), а фильтрационного коэффициента  $b$  – от  $0,000013 \cdot 10^{-2}$  (скважина № 53) до  $0,002738 \cdot 10^{-2}$  (МПа·сут/тыс.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup> (скважина № 272). В среднем фильтрационные коэффициенты  $a$  и  $b$  по результатам последних исследований по всем скважинам составляют  $0,39085 \cdot 10^{-2}$  (МПа<sup>2</sup>·сут/тыс.м<sup>3</sup>) и  $0,000582 \cdot 10^{-2}$  (МПа·сут/тыс.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup> соответственно. Необходимо отметить, что наибольшими значениями коэффициента фильтрационного сопротивления  $a$  по результатам последних исследований характеризуются скважины № 163, 274, 281, 303, 352, 372 и 411. Причинами этого могут являться низкие ФЕС, образование пробки и другое.

В таблице 1 показаны средние, минимальные и максимальные значения фильтрационных коэффициентов по скважинам выделенных зон, полученные в результате последних исследований.

Таблица 1 - Средние, минимальные и максимальные значения фильтрационных коэффициентов по выделенным эксплуатационным зонам.

Зоны	Фильтрационные коэффициенты					
	$a \cdot 10^{-2}$ , МПа <sup>2</sup> · сут/тыс. м <sup>3</sup>			$b \cdot 10^{-2}$ , (МПа · сут/тыс. м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>		
	минимальное	среднее	максимальное	минимальное	среднее	максимальное
I	0,04801	0,39448	1,11866	0,000229	0,000668	0,001438
II	0,04311	0,20291	0,72047	0,000013	0,000317	0,000783
III	0,09085	0,34454	1,40289	0,000019	0,000535	0,001328
IV	0,09240	0,40095	1,01388	0,000027	0,000514	0,001816
V	0,03736	0,58497	1,41484	0,000111	0,000961	0,002738

При выделении зон залежи учитывались различия в режимах работы скважин и удаленность от общего пункта сбора. Из представленной таблицы видно, что скважины I и V зон залежи характеризуются большими значениями фильтрационных коэффициентов, что согласуется с распределением добычи по добывающим скважинам и указывает на их низкую продуктивность. Распределение фильтрационных коэффициентов по скважинам в пределах выделенных зон так же подтверждают зональную изменчивость ФЕС пласта, установленную по ГИС.

Динамика коэффициента фильтрационного сопротивления  $a$  указывает на постепенное уменьшение, что свидетельствует об улучшении продуктивности скважин по сравнению с 2009 г. Это обусловлено самоочисткой забоев скважин после достижения проектного уровня добычи газа в 25 млрд. м<sup>3</sup> и стабилизации режимов работы скважин.

Коэффициент фильтрационного сопротивления  $b$  за период 2009-2011 гг. изменился незначительно.

По результатам исследований авторами выявлена тенденция коэффициента фильтрационного сопротивления  $a$  от значений проводимости интервалов перфорации (рисунок 1). Полученная кривая свидетельствует о закономерности изменения результатов ГДИ относительно фильтрационно-емкостных свойств скважин, а так же может использоваться для оценки продуктивности проектных скважин.

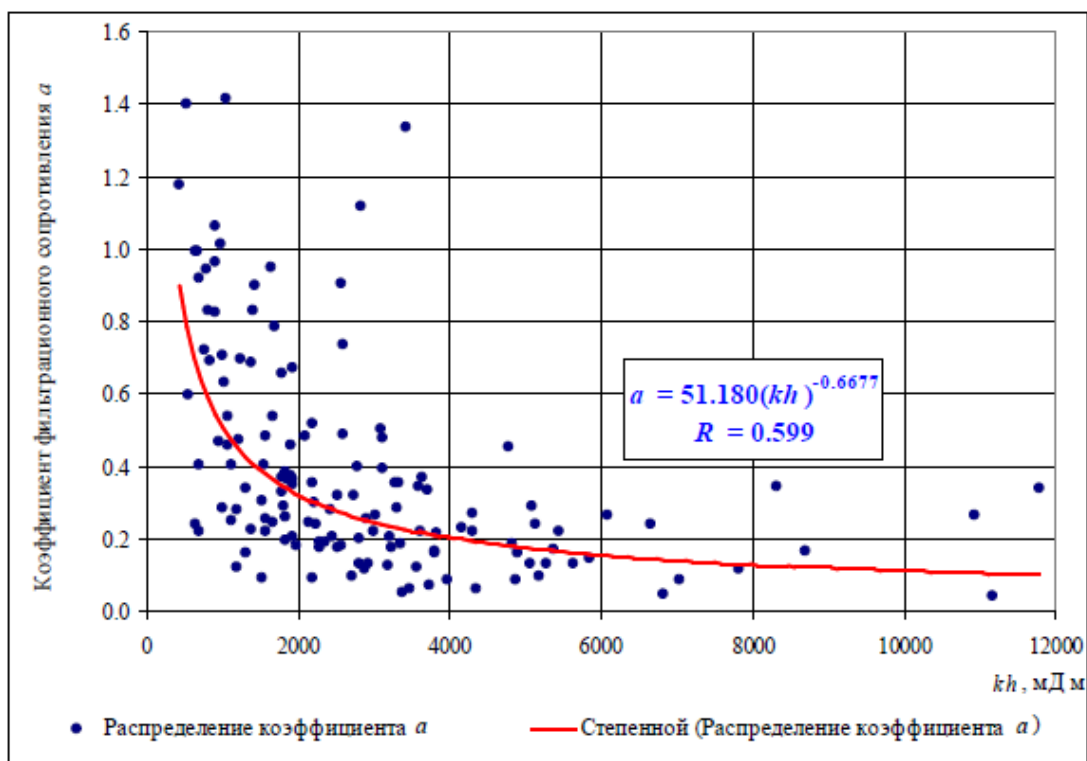


Рисунок 1 – Изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  в зависимости от проводимости интервала перфорации

Анализ стандартных газодинамических исследований эксплуатационных скважин позволил авторам сделать следующие выводы:

- газодинамические исследования выполняются недропользователем в достаточных объемах, установленных проектом разработки;

- динамика коэффициента фильтрационного сопротивления  $a$ , имеет тенденцию к уменьшению, что обусловлено самоочисткой забоев скважин после ввода в эксплуатацию;

- средние значения фильтрационных коэффициентов подтверждают зональную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пласта, установленную по геофизическим исследованиям;

- кривая изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $a$  в зависимости от проводимости интервала перфорации свидетельствует о наличии тенденции относительно геологических параметров скважин, а так же может использоваться для оценки продуктивности проектных скважин при расчетах на гидродинамической модели.

Согласно рекомендаций данных в ходе выполнения авторского сопровождения специалистами ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» выполнен ретроспективный анализ ГДИ (по методике «ИД-КВД») по всему эксплуатационному фонду, который позволил выявить недостатки стандартной методики и уточнить показатели продуктивности скважин. Для сравнительного анализа были использованы результаты 162 исследований, из которых 110 получены от недропользователя, остальные выполнены самостоятельно специалистами ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика».

Сравнительный анализ показал, что стандартная методика, основанная на формуле Щурова и уравнении линейной фильтрации, не позволяет достоверно рассчитать скин-фактор и проводимость призабойной зоны.

Использование методики «ИД-КВД» позволило выполнить независимую оценку скин-фактора в каждом цикле с учетом предыстории работы и продуктивных характеристик скважин. Были выявлены группы скважин, характеризующихся положительными, отрицательными и нулевыми значениями (совершенная скважина) скин-фактора.

Причиной отрицательных значений могут являться два фактора: скважины наклонно-направленные и некоторые вскрывают пласт под большим углом; разрабатываемый пласт вмещает высокопористые и высокопроницаемые пропластки, при больших скоростях часть песка выносится из призабойной зоны, увеличивая ее проницаемость. Причиной положительных значений скин-фактора являются: частичное вскрытие пласта, песчаные пробки и многие другие факторы.

Совершенными скважинами, для которых скин-фактор близок к нулю (от минус 0,05 до плюс 0,05), являются скважины № 141, 151 и 382. Кроме того по 24,1 % исследований скин-фактор был определен отрицательным (от минус 0,1 до минус 5,9), а положительным по 62,3 % (от 0,3 до 10,0) (рисунок 2). Причиной высоких положительных скин-факторов (более 10) в результатах исследований скважин № 42, 131, 223, 242 и 271, могут быть низкий процент вскрытия по толщине (до 20 %), пониженные ФЕС и др. В оставшихся 8 % исследований значение скин-фактора не удалось определить.

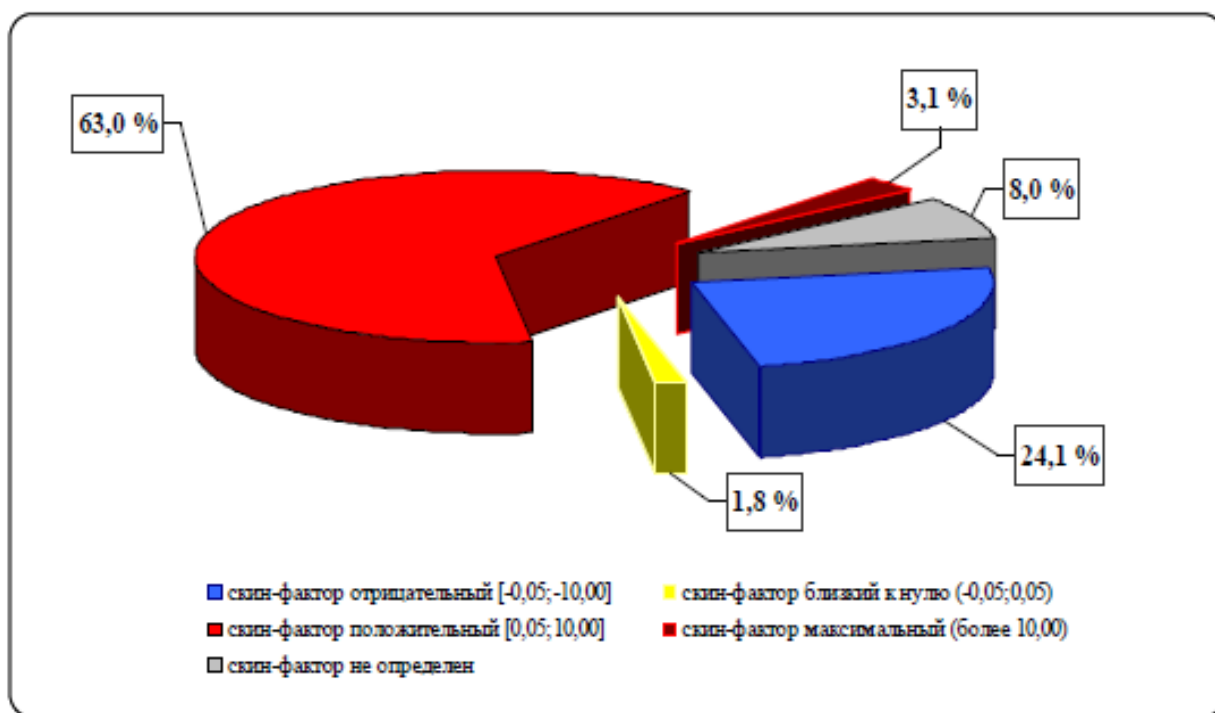


Рисунок 2 – Гистограмма распределения значений скин-фактора

Коэффициент пропорциональности (в зарубежной литературе называемый «D-фактор») является полным аналогом параметра «В» и отличается от него лишь размерным коэффициентом, после достоверной оценки которого учет нелинейности фильтрации уже не представляет труда. Параметр «D» является характеристикой несовершенства вскрытия (влияние частичного вскрытия, механического загрязнения призабойной зоны пласта, отражает особенности заканчивания скважины и пр.). Из 162 исследований по 13 определить параметр «D» не удалось, однако по остальным исследованиям он был определен в пределах от  $0,000009 \cdot 10^{-3}$  (скважина № 213) до  $0,170000 \cdot 10^{-3}$  (скважина № 134).

Наименьшие значения (менее  $0,001 \cdot 10^{-3}$ ) были отмечены в исследованиях скважин № 213 и 254 (или 1,2 % от всех исследований). В 46,9 % исследованиях скважин значения изменяются в диапазоне от  $0,001 \cdot 10^{-3}$  до  $0,010 \cdot 10^{-3}$ , а в 43,2 % - от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  до  $0,10 \cdot 10^{-3}$

(рисунок 3). Наибольшее значение параметра «D» (более  $0,1 \cdot 10^{-3}$ ) определено в скважине № 134.

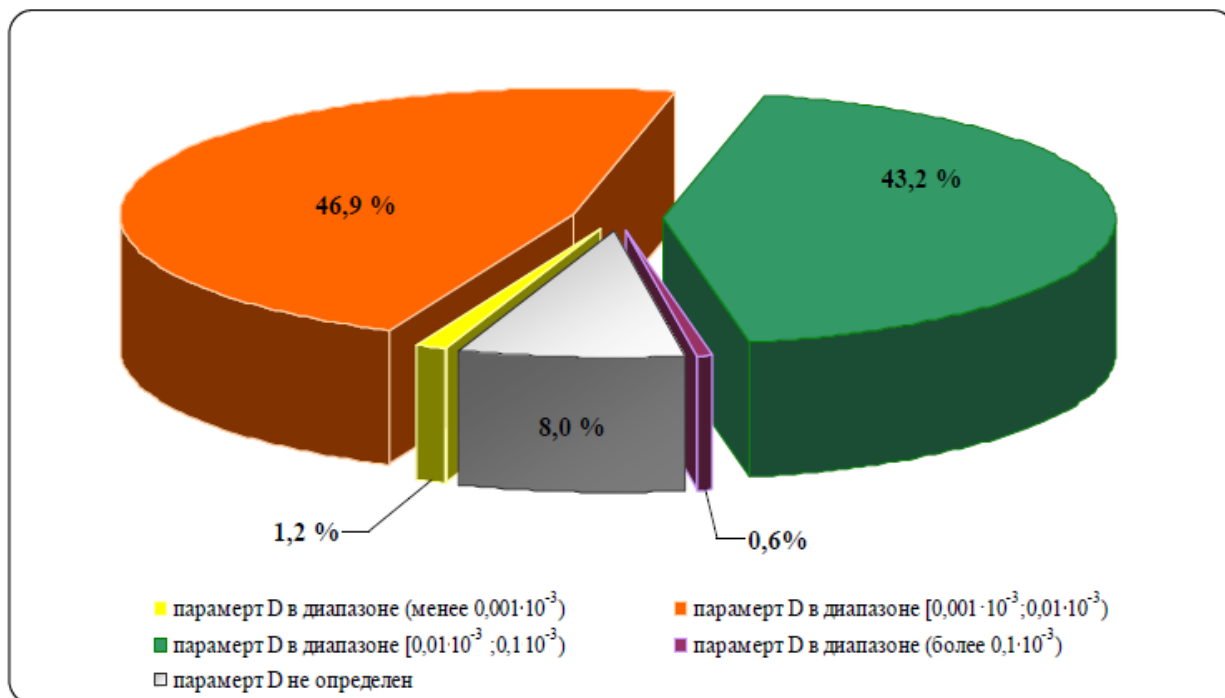


Рисунок 3 - Гистограмма распределения значения параметра «D»

Сравнение результатов со стандартной методикой показало, что:

- средняя проницаемость составляет  $489,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (против  $338,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), то есть на 44,4 % больше;

- коэффициент фильтрационного сопротивления  $a$  в среднем равен  $0,473 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс.м}^3$  (против  $0,402 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс.м}^3$ ), то есть на 24,6 % больше;

- коэффициент фильтрационного сопротивления  $b$  в среднем равен  $0,0004 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс.м}^3)^2$  (против  $0,0006 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс.м}^3)^2$ ), то есть на 21,4 % меньше.

Расхождение в результатах объясняется ошибкой в стандартной методике и различными подходами выполнения исследований.

В связи с тем, что сравнительный анализ интерпретации по стандартной методике и по методике «ИД-КВД» показал, большую достоверность и расширение списка определяемых параметров, характеризующих режимы работы скважин, в дальнейшем рекомендуется применять методику «ИД-КВД» как для наклонно-направленных, так и для субгоризонтальных скважин.

## Литература.

1. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. – М.: Недра, 1999. – 412 с.
2. Добкин С.В., Девентер В., Намазова Г., Юшков И.Ю., Нестеренко А.Н. Моделирование продуктивности газоконденсатных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. — 2016. — № 4. — С. 17-31.
3. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 320 с.
4. Каширина К.О., Забоева М.И. Приближенные решения о притоке реального газа к вертикальной трещине ГРП и горизонтальному стволу по нелинейному закону фильтрации // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции, посвященной 40-летию кафедры. — 2008. — С. 311-312.
5. Романенков А.В., Синцов И.А., Полякова Н.С. Метод обоснования коэффициентов фильтрационного сопротивления газовых и газоконденсатных скважин с учетом достоверности полученных данных // Успехи современного естествознания. — 2016. — № 6. — С. 185-189.