

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт _____ Институт природных ресурсов _____

Направление подготовки _____ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых _____

Месторождений _____

Кафедра _____ Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений _____

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема диссертации

«Влияние неопределенности при расчёте средневзвешенного пластового давления на оценку
запасов газового месторождения методом материального баланса»

УДК 553.98.04(075.8)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ41	Топоров Алексей Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева В.С.	к.ф-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

По разделу ВКР, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРМ	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н., доцент		

Оглавление

1. АНОТАЦИЯ	3
2. ANNOTATION	5
3. ВВЕДЕНИЕ	6
4. UNCERTAINTIES IN AVERAGE PRESSURE ESTIMATION	8
4.1. First type of error	8
4.2. Second type of error	9
4.3. Application of error	10
Заключение	18
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	20

1. АНОТАЦИЯ

Ключевые слова: материальный баланс, аудит запасов, газ, средневзвешенное давление, сеноманская залежь, неопределенность в определении среднего давления, синтетическая модель.

Объектом исследования является степень неопределенности средневзвешенного пластового давления газового месторождения

Цель работы – сравнительный анализ методов определения среднего давления, их неопределенности, влияющие на оценку запасов газового месторождения методом материального баланса.

В процессе исследования были изучены: материальный баланс для газового месторождения; способы усреднения пластового давления; неопределенности в определении средневзвешенного пластового давления; специальные программные продукты- «Петрель», «Сёрфер».

В результате исследования были получены: сравнительные характеристики методов получения среднего давления на основании синтетической модели залежи сеномана; было проведено сравнение начальных запасов месторождения, посчитанное по давлению, усредненному различными методами; был проведен анализ неопределенностей, возникающих в процессе усреднения давления; был произведен анализ чувствительности методов по отношению к меняющимся фильтрационно-емкостным свойствам модели.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: синтетическая модель сеноманской залежи постоянная в программном продукте «Петрель».

Степень внедрения: метод материального баланса является одним из методов аудита запасов газовых месторождений.

Область применения: аудит начальных и текущих запасов газового месторождения.

Значимость работы: оценка возможности применения метода материального баланса на залежах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, как более простого метода аудита начальных и текущих запасов газового месторождения.

В будущем планируется проведения анализа на реальных месторождениях с наличием данных гидродинамических исследований скважин и геолого-промысловой информацией.

2. ANNOTATION

Key words: material balance, audit of reserve, gas, average pressure, senoman formation, uncertainty in average pressure estimation, synthetic model.

The object of research is uncertainty in average reservoir pressure estimation.

The aim of research – ranking of methods of average pressure estimation, their uncertainties that affect the gas field OGIP estimation by the methods of material balance application.

In the process of research the following topics were studied: material balance for gas filed; methods of formation pressure averaging; uncertainties in average pressure estimation; “Petrel” and “Surfer” program products.

The obtained results are: ranking of result of averaging methods; the comparison of OGIP between geological model and OGIP provided by material balance; the analysis of uncertainties were conducted; sensitivity analysis of formation properties alteration was provided.

Major technical, technological, and exploitation characteristics: synthetic model of senoman formation build in “Petrel” software.

The degree of implementation: material balance method is widely applied for gas field OGIP estimation.

Field of application: audit of gas field reserves

Work importance: estimation of possibility of material balance application for the senomanian formation and formations with high properties, as a more simple method of reserve estimation

For the future the application of this methods, on real formations with available pressure and rate data is planned.

3. ВВЕДЕНИЕ

Аудит текущих и начальных запасов газового месторождения – это одна из основных расчетных задач нефтегазовой инженерии. Объем начальных запасов напрямую влияет на будущие методы разработки, включающие в себя: стратегию разработки газового месторождения, дизайн поверхностного промыслового оборудования, и на общую экономическую составляющую разработки.

Компании-аудиторы, зачастую, с целью проведения аудита запасов месторождения, используют наиболее распространённый метод – объемный, при наличии адаптированной модели залежи. Метод материального баланса, как альтернатива, основывается на меньшем количестве входной информации, и так же позволяет с определенной точностью определить начальные и текущие запасы месторождения.

Определения текущих и начальных запасов методом прямой линии при помощи построения графика P/z от накопленной добычи один из самых простых методов аудита запасов для замкнутой залежи с газовым режимом разработки. Многие добывающие компании в состоянии использовать этот метод самостоятельно без привлечения сторонних проектных институтов.

Цель данной работы оценить различные виды неопределенности при расчете средневзвешенного пластового давления, так как точность его определения напрямую влияет на оценку начальных и текущих запасов газового месторождения методом материального баланса. Будет проведен обзор существующих методик по расчету средневзвешенного пластового давления.

Рассмотренные методики расчёта средневзвешенного пластового давления с учётом неполного охвата фонда скважин замерами пластового давления или их неодновременностью при фактической разработке, а также с заданием погрешности замера будут применены для расчета средневзвешенного давления синтетической модели газового месторождения. Так же будет оценено влияния неопределенности при

расчете средневзвешенного пластового давления на оценку запасов в сравнении с истинными запасами газа.

4. UNCERTAINTIES IN AVERAGE PRESSURE ESTIMATION

In all types of subsurface pressure gauges the extension which occurs in the pressure-sensitive element is a function of the difference between the external (well or calibration) pressure and the internal pressure within the gauge, rather than a function of the external pressure only. The internal pressure is near atmospheric and depends upon (a) the quantity of air sealed within the gauge at the time of calibration or measurement, (b) the quantity of moisture (liquid water), if any, sealed within the gauge, and (c) the temperature at which the calibration or well measurement is made. Part of this correction for the change of internal pressure with temperature is taken care of by the customary temperature coefficient of the gauge. However, part of it is not, and while this portion may be only a few psi, it is nevertheless predictable or preventable, and should be considered in precision measurements [9].

4.1. First type of error

If air is sealed in the gauge at the same temperature and pressure for both the calibration and the well measurements, the usual temperature correction will take care of any difference between calibration and well measurement temperatures. However, if air is sealed within the gauge at temperature T_1 and pressure P_1 at calibration but at temperature T_2 and pressure P_2 for a well measurement, because different amounts of air are sealed within the gauge in each case, the internal pressure at, or corrected to, calibration temperature T_1 , will be different by

$$\Delta P = T_c \left[\frac{P_1}{T_1} - \frac{P_2}{T_2} \right]$$

where all temperatures and pressures are absolute. The calibration temperature is used, and not the well measurement temperature, because the usual temperature correction reduces the well measurements to calibration temperature.

The correction term as calculated by the above equation is separate from, and in addition to, the usual temperature correction.

Example:

$T_1 = 540^\circ\text{R}$, sealing temperature at calibration

$P_2 = 14.7$ psia, sealing pressure at calibration

$T_2 = 460^\circ\text{R}$, sealing temperature at well

$P_2 = 14.7$ psia, sealing pressure at well

$T_c = 660^\circ\text{R}$, calibration temperature

$\Delta P = 660 [14.7/460 - 14.7/540] = 3.1$ psi

While this error is small even under these somewhat maximal conditions, it nevertheless represents a practical situation which did occur, and which as a matter of fact gave rise to this note. Where ΔP is positive, as above, the correction is added to the measured pressure; where negative, subtracted from the measured pressure. This correction should also be considered in successive calibration runs where the gauge, for example, may be warm from a previous calibration at an elevated temperature.

4.2. Second type of error

Where a small quantity of moisture (liquid water) is sealed within the gauge at atmospheric conditions, the increased vapor pressure of the water at higher well or calibration temperatures will cause an increase in internal pressure. This moisture will come presumably from condensation within the gauge following temperature changes, from moisture on the operator's hands, and from atmospheric moisture (rain, mist, fog, etc.). Calculation shows that approximately 0.2 cc of water (three to four drops) is sufficient to saturate the air within an Amerada RPG-3 Gauge at 160°F, at which temperature the vapor pressure of water is about 5 psia. As the

vaporization occurs in a sealed volume, the increase in internal pressure will be in excess of this 5 psi. At higher temperatures the pressures will be higher; however more water will be required to saturate the air within the gauge.

Some experimental work was carried out with an Amerada RPG-3 Gauge at 200°F fitted with a 1,000 psi element, both with a dry recording chamber and with a small amount of water added. The results directly proved the existence of the error due to the presence of moisture, and, it is felt, indirectly, due to the differences in sealing temperatures and pressures, as both effects may be ascribed simply to an increase in the moles of gas within the recording chamber.

4.3. Application of error

In precision measurements the error introduced by sealing the gauge during a well test at a different temperature and pressure from that of calibration may be corrected for by using the equation presented, or it may be prevented by taking care always to seal the gauge at near calibration conditions. The error introduced by sealing moisture in the gauge may be prevented by taking care to keep moisture out of the gauge, or by removing the moisture by either warming or evacuating the gauge. Both of these errors are independent of the range of pressure measurement and the type of gauge, and are in addition to the usual temperature correction.

For this particular case the following types or errors which can lower the precision of original gas in place estimation are presented in the following list:

- gauge error;
- gas measuring unit error;
- drainage area estimation error.

Important part of the average pressure determination is the level of trust one can have to the data included in the averaging equations. The main uncertainties of pressure determination are come from the imperfections of measuring equipment. The maximum percentage of the gauge error is defined as 0.4%, this value is the minimum value allowed by the governmental standards.



Figure 1 – Well gauge

The measuring error of the gas measuring unit is defined as 1.5% for the rate greater than 10^5 m^3 , however, the real error which is occurring on the field is defined as minimum 10%. This value will then be taken for the error determination in the future calculation.

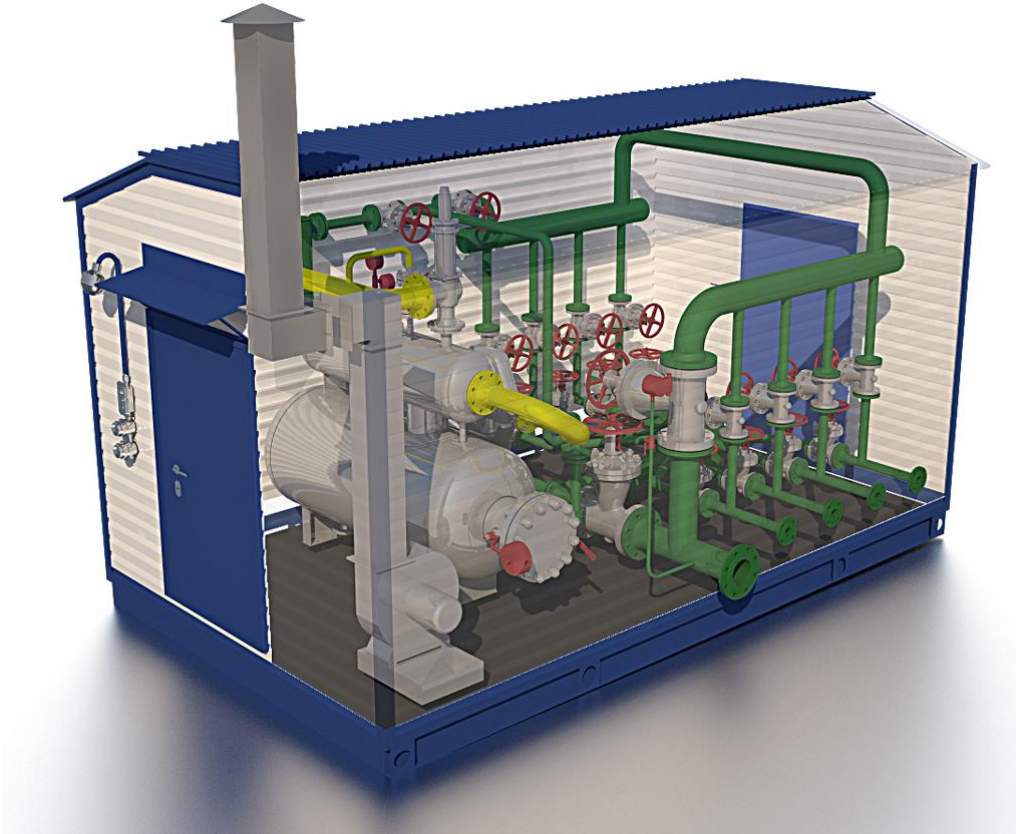


Figure 2 – Gas measuring unit

The drainage area and drainage volume is also very subjective values; the error for them is estimated as 10%.

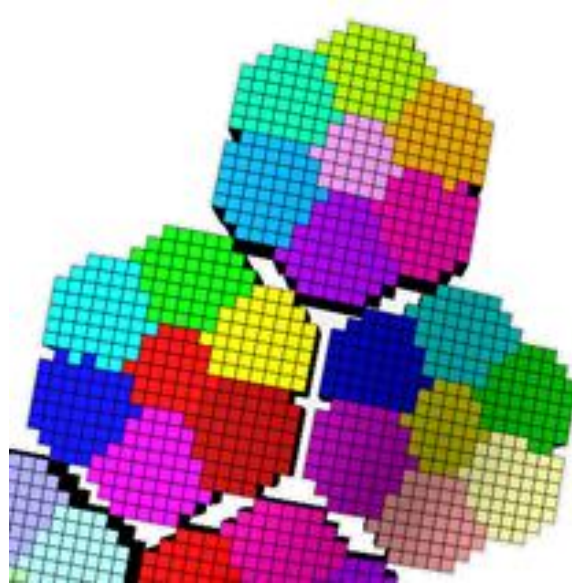


Figure 3 – Well drainage areas

Table 17 – Value of error

Measurement	Percentage %
Well gauge error	±0.4
Gas measuring unit error	±10
Drainage area and volume estimation error	±10

The averaging technics which include the values with possible errors are: rate average, withdrawal averaged, drainage area averaged and drainage volume averaged. Error was applied randomly to the obtained values.

In rate averaging pressure equation both variables are subjected to the error. The result of errors application are presented in the figure 44.

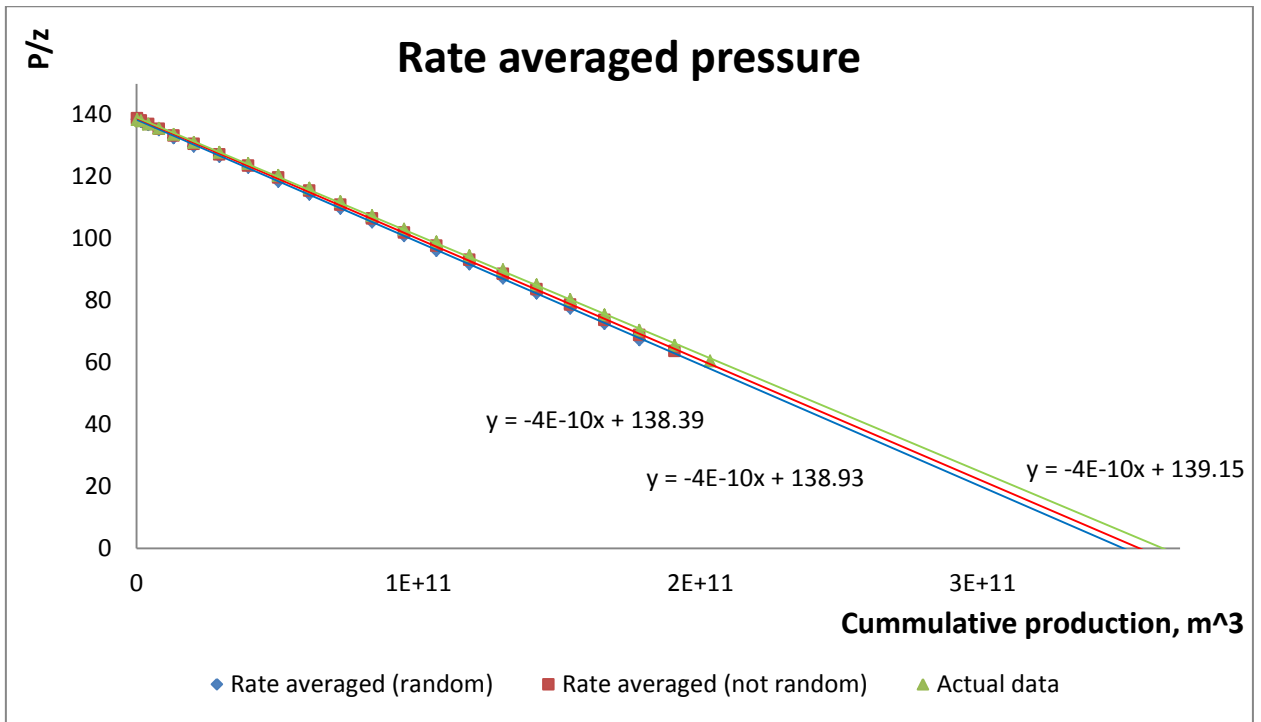


Figure 4 - Comparison of random distributed parameters. OGIP estimated by rate averaged pressure

Table 18. OGIP comparison. Rate averaged method error

Pressure averaging technique	OGIP, $10^{11} m^3$	%
Actual data	3.639	
Rate averaged (no error)	3.558	2.25
Rate averaged (error)	3.500	3.84

As it seen from the table the difference in OGIP estimation is about 1.5%.

The withdrawal averaging is also includes two errors

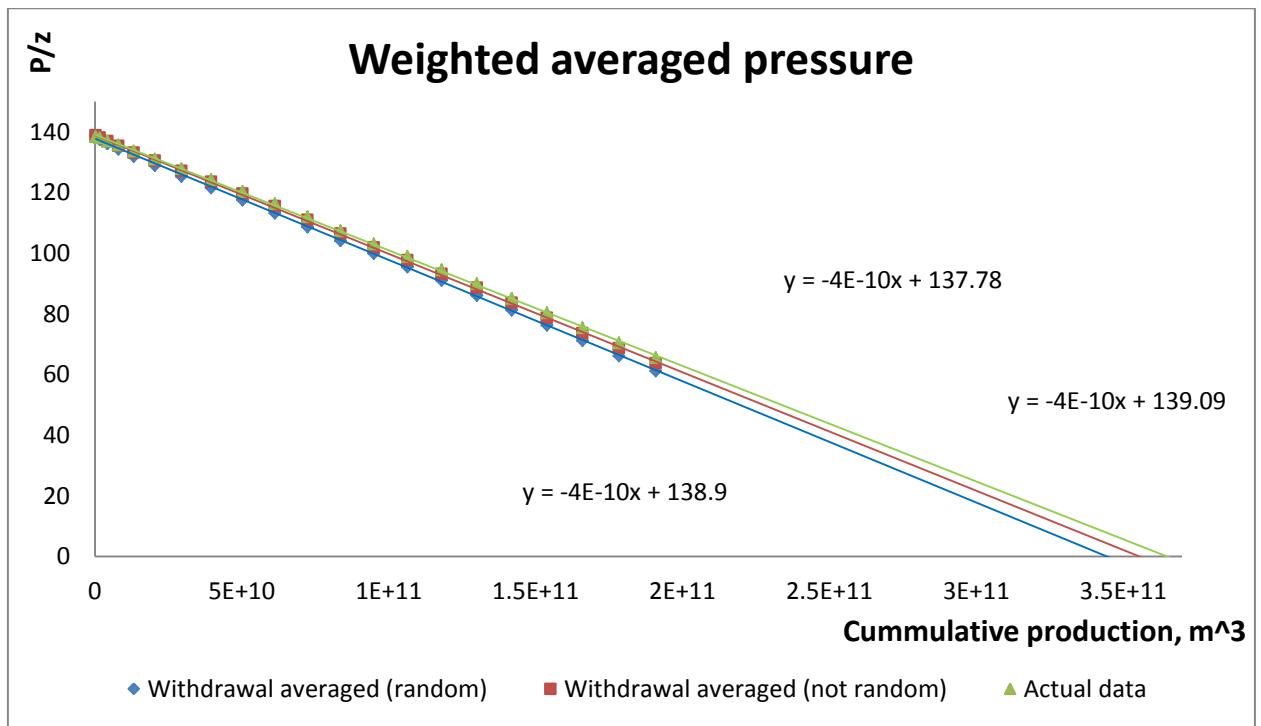


Figure 5 - Comparison of OGIP with random error application

Table 19. OGIP comparison. Withdrawal averaged pressure

Pressure averaging technique	OGIP, $10^{11} m^3$	%
Actual data	3.639	
Withdrawal averaged (no error)	3.556	2.30
Withdrawal averaged (error)	3.445	5.37

The application of error in arithmetically averaged pressure (figure 46) resulted in the same OGIP. The reason is that error of 0.4% is insignificant to create major divergence. After averaging to the same month error is playing no role.

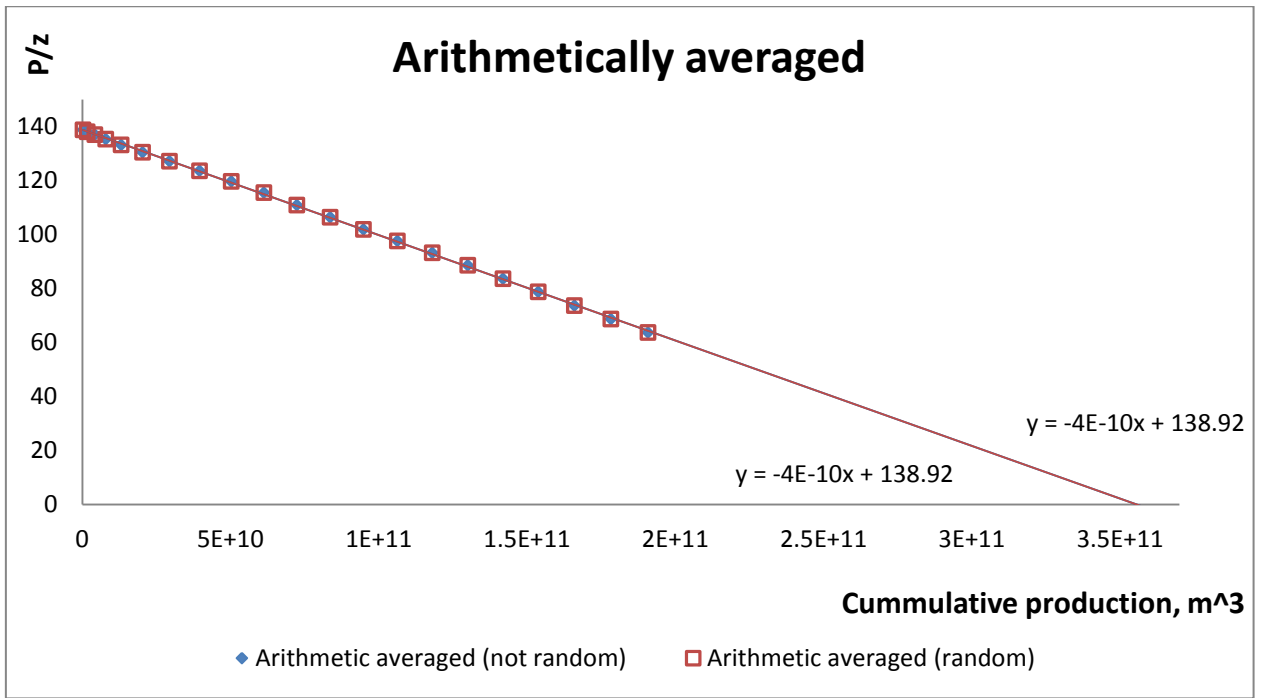


Figure 6 – Application of error in arithmetically averaged pressure.

Application of error on the drainage area (figure 47) causes no change in the OGIP as well. The reason of it is that drainage area on the semi-steady state is changing insignificantly so error applied in the beginning remains the same throughout the whole field life.

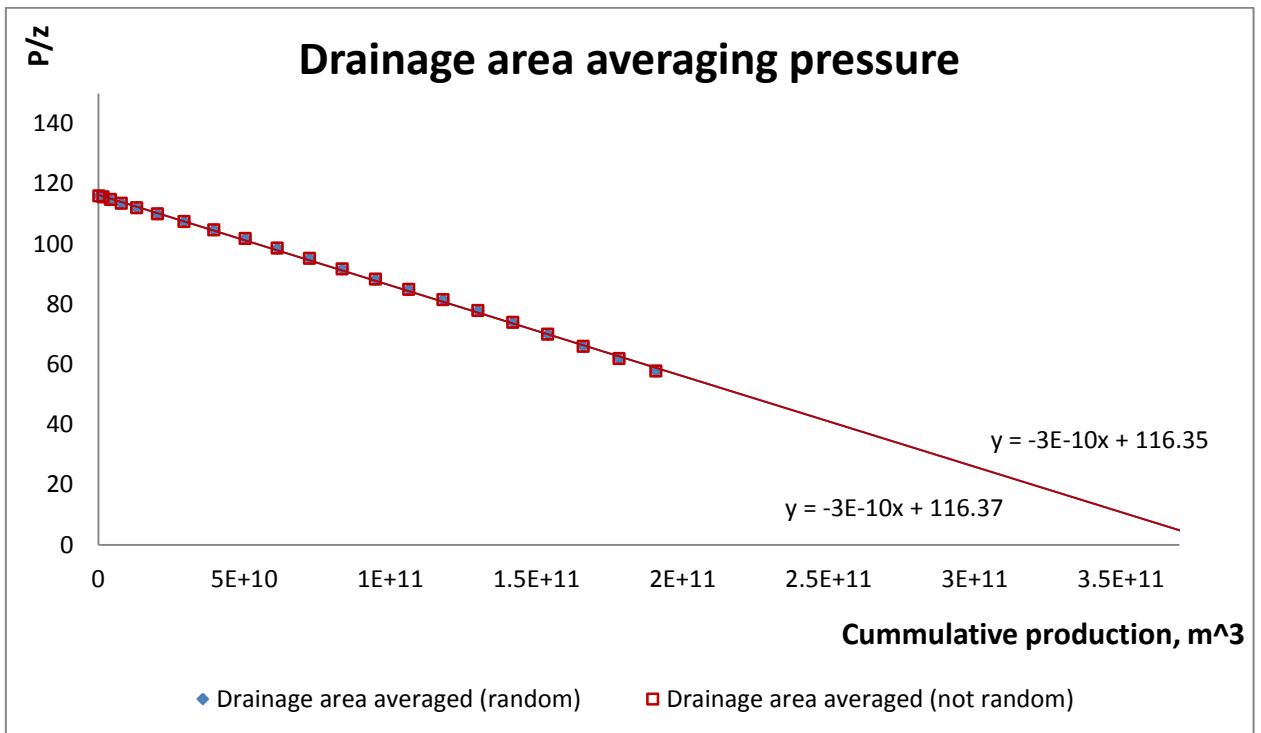


Figure 7 – Application of error in drainage averaging method

4.4. Uncertainty in pressure interpretation

The pressure obtained after the build-up has been finished should then be interpreted by the specialist. The real data are not perfect, so there is a chance of error (figure 47).

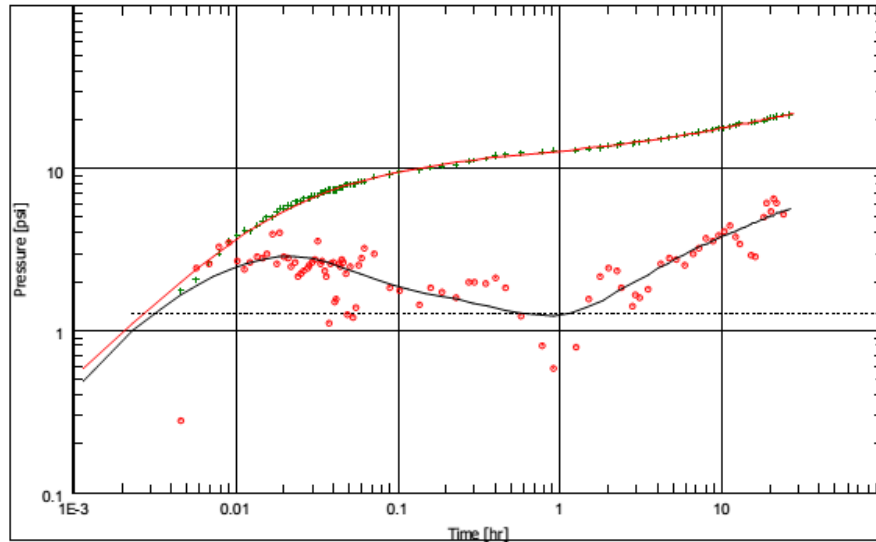


Figure 47 – Typical Log-log plot

The following analysis is possesses the application of predetermined error which is randomly distributed on the whole value of obtained pressure.

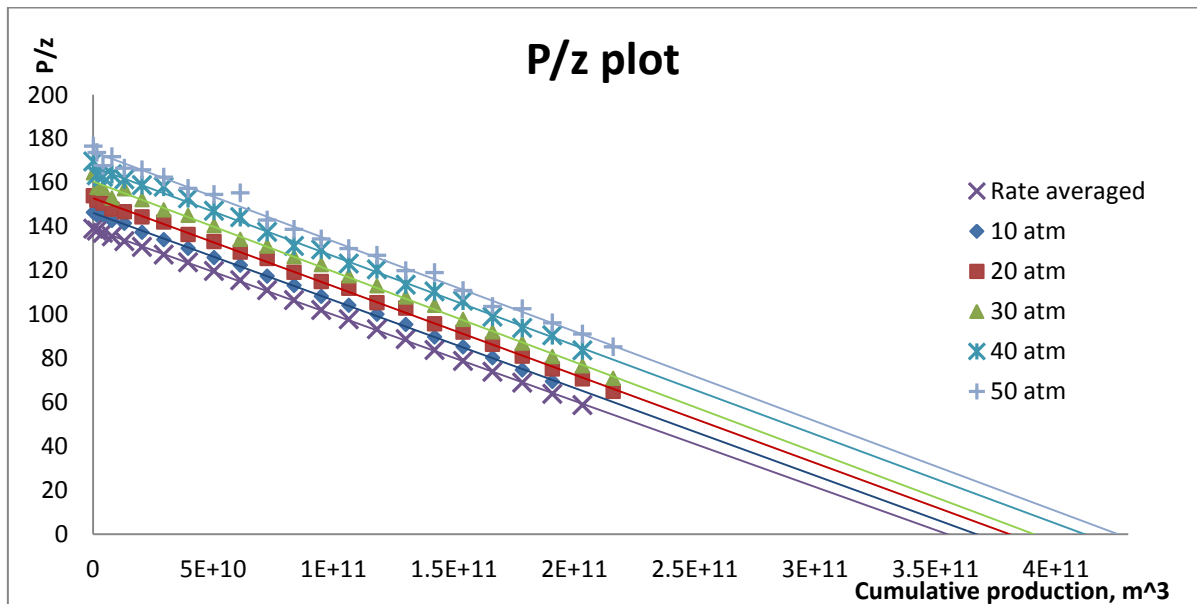


Figure 48 – Error application results

The results of estimated OGIP is presented in the table 20.

Table 20 – Comparison of obtained OGIP values

Pressure error	OGIP, 10⁹ m³	%
Actual data	3.639	
Rate averaged (no error)	3.501	2.25
10 atm. error	3.671	0.86
20 atm. error	3.800	4.43
30 atm. error	3.903	7.25
40 atm. error	4.119	13.19
50 atm. error	4.258	17.01

The obtained results showed the change in OGIP estimated by P/z plot by 3-5% each 10atm.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными результатами работы являются:

Рассмотрен метод получения начальных и текущих запасов газового месторождения методами материального баланса. Рассмотрены условия его применимости, в сравнении с более сложным объемным методом, основанным на построении геологической и гидродинамической модели месторождения.

Проведен анализ методов усреднения пластового давления, с выявление их положительных и отрицательных сторон и даны рекомендации по основным критериям для их применения.

На основании синтетической модели был составлен график проведения мнимых ГДИС, с последующим применением последнего в синтетической модели газового месторождения сеноманской залежи.

Полученные посредством мнимого ГДИС пластовые давления были усреднены с использованием методов рассмотренных ранее. По полученным значениям средневзвешенного давления были построены графики P/z , и в последствии объем начальных запасов газового месторождения.

Проведена сравнительная характеристика метода материального баланса и объемного метода, считающегося эталонным. Полученные методом материального баланса начальные запасы отличались в среднем на 2% от эталонных (в меньшую сторону), что свидетельствует о возможности применения метода материального баланса для подсчета начальных запасов для залежей с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, пример – залежи сеномана.

Далее метод материального баланса был применен на ряде моделей с ухудшенными свойствами. Изменение начальных запасов при частичном ухудшении свойств (незначительном) привело к появлению небольшой погрешности порядка 3-4%. Модель со значительно ухудшенными проницаемостями и высокой гетерогенностью показала отклонение от эталонного значения запасов на 22-24%, что свидетельствует о

невозможности применения метода материального баланса для аудита запасов месторождений с низкими коллекторскими свойствами.

Также были рассмотрены основные неопределенности при подсчете средневзвешенного пластового давления различными способами. Погрешности, возникающие при неточном замере объема газа на скважине, проблемами с манометрами, геолого-технологической информацией дали отклонение от эталонного значения на 3-5% для коллекторов сеномана. Погрешности, возникающие при интерпретации полученных значений восстановленных давлений дали погрешность порядка 4-5% на каждые 10 атм. погрешности.

Также была рассчитана экономическая эффективность разведочного бурения семи скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] L. M. R. Mattar, «The "Flowing" Gas Material Balance,» *Petroleum Society of Canada*, pp. 52-55, 1998.
- [2] Е. А. Анатольевич, «Определение средневзвешенного пластового давления при подсчете запасов методом материального баланса,» *Наука и ТЭК*, pp. 56-58, 2011.
- [3] Л. А. Николаевич, «Анализ эффективности методов подсчета запасов газа для разрабатываемых залежей севера западной сиббири,» *Наука и ТЭК №5*, pp. 52-55, 2011.
- [4] D. Horner, «Average Reservoir Pressure,» *Proceedings fourth world petroleum congress-section II*, pp. 131-153, 1956.
- [5] B. Craft, *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, New Jersey: Pearson education, 1991.
- [6] L. Dake, *Fundamentals of reservoir engineering*, Elsevier, 2001.
- [7] Г. Гереш, «Влияние достоверности пластового давления на оценку запасов газа в процессе разработки,» *Приблемы ресурсного обеспечения газобобывающих районов России до 2030 г.*, pp. 137-141, 2012.
- [8] W.J.Ainsoworth, «Two errors in pressure measurement using subsurface gauges,» *Technical note*, 1955.
- [9] ГОСТ Р ИСО 26000-2012.
- [10] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- [11] Манайлов В.Е. Основы электробезопасности. – 5-е изд., перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1991..
- [12] 24. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»..
- [13] 22. Временные методические рекомендации по проведению инвентаризации мест захоронения и хранения отходов в РФ,

Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ,
06.07.1995..

- [14] ПОТ РМ-017-2001 "Межотраслевые правила по охране.
- [15] А. Ефремов, «Характеристика способов оценки среднего пластового давления для газовой залежи,» *Нефть и газ*, pp. 37-45, 2013.
- [16] R.E.Doyle, «Determining and averaging gas reservoir Pressure,» *JPT forum*, pp. 249-250, March 1969.