

## Причина возникновения «пускового эффекта» при проведении стандартных газодинамических исследований на Комсомольском газовом месторождении

А. И. Мальцев  
ООО «Ноябрьскгаздобыча», КГП

Газодинамические методы исследования (ГДИ) скважин широко используются в газопromысловой практике с 60<sup>х</sup> годов на всех газовых месторождениях. Этому способствовали созданные теоретические основы этих методов, которые были реализованы в соответствующих технологиях проведения исследований скважин и в технологиях интерпретации данных, получаемых при исследованиях. Эффективность применяемых методов ГДИ скважин зависит от того, в какой степени используемые технологии учитывают конкретные геолого-технологические характеристики газового месторождения.

При освоении газовых залежей Западной Сибири, представленных высокопродуктивными коллекторами, предпринимались попытки создать соответствующие эффективные технологии газодинамических методов исследования скважин, но отсутствие высокоточной измерительной техники не позволило реализовать многие потенциальные возможности этих методов. Эти сложности особо проявились при освоении сеноманских газовых залежей, высокопродуктивные скважины которых характеризуются небольшими депрессиями (от 0,2 до нескольких атмосфер) и малыми периодами релаксации пьезоэффектов (восстановление и стабилизация давления)[2].

Характер изменения давления на одном режиме с полной стабилизацией забойного давления и дебита, работой на режиме и восстановлением давления после закрытия скважины показан на рис.1.

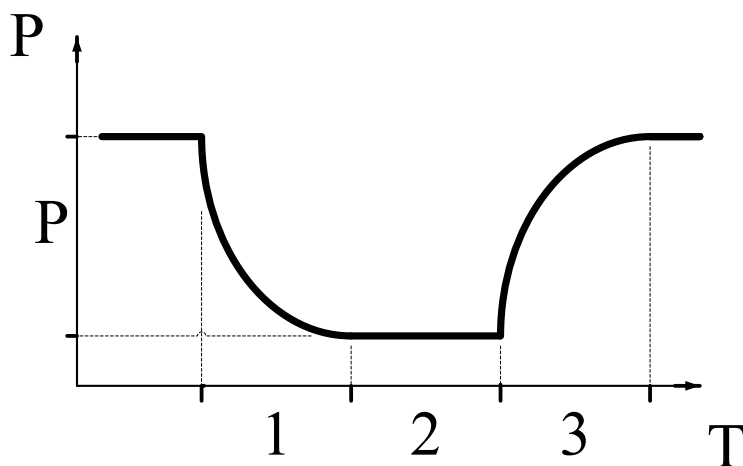


Рис. 1. Характер изменения давления на одном режиме  
1 – стабилизация, 2 – работа на режиме, 3 – восстановление

Процесс перераспределения давления в пласте, или, как принято называть этот процесс, стабилизация давления и дебита после пуска, зависит от фильтрационных и ёмкостных параметров пористой среды и насыщающих её жидкостей и газов. Используя эту зависимость, можно определить параметры

пласта. Поэтому при исследовании скважины следует фиксировать статическое давление перед пуском скважины, процесс стабилизации давления и дебита, параметры скважины при работе после стабилизации давления, дебита и температуры и процесс восстановления после закрытия скважины. Этот комплекс информации, при соответствующей обработке, позволяет определить большое число фильтрационных, ёмкостных и технических характеристик пласта и ствола скважины[1].

Абсолютно установившегося режима фильтрации газа в пласте не существует, так как объёмы газовых месторождений и запасы газа имеют конечные размеры. Однако, при определённой условности, фильтрацию газа можно считать стационарной. В реальных условиях за стационарный приток газа к скважине можно принять такой нестационарный приток, при котором изменение давления и дебита в течение определенного промежутка времени «перестает» меняться, т.е. становится соизмеримым с погрешностью измерительных приборов.

Точность измерения этих параметров зависит от точности используемых манометров, дифманометров и термометров. Класс точности выпускаемых ранее манометров зависел от предела измеряемого давления, способа измерения, регистрации и типа манометров. Образцовые наилучшие манометры, используемые при измерении давления, имеют класс точности 0,16%. Если проведено глубинное измерение с местной регистрацией, то на погрешность манометра накладывается и погрешность расшифровки диаграммы.

Из изложенного выше следует, что искажающими форму кривой стабилизации давления (КСД) прежде всего, являются ошибки, допускаемые при измерении пластового и забойного давления и дебита. Погрешности, ранее выпускаемых промышленностью приборов, были соизмеримы с величиной изменения  $\Delta P$  и  $\Delta T$  (рис.1), поэтому начальный участок графика КСД фактически неинтерпретировался.

Опыт ООО «Ноябрьскгаздобыча» (ООО–НГД), по созданию промысловых технологий регистрации КСД и кривых восстановления давления (КВД) с помощью высокоточных электронных манометров (МТГ–25, МИКОН–107, МИКОН–207), позволяет получить возможность обработки КСД и КВД различных агрегатных процессов в высокопродуктивных газовых скважинах. Сравнение основных технических характеристик электронно-цифровых манометров МТГ–25 с аналого-механическими манометрами МСУ-1-100 приведено в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики глубинных манометров

Разрешающая способность	МТГ-25	МСУ-1-100	Разница характеристик
по давлению (кгс\см <sup>2</sup> )	0,005	0,25	50 раз
по температуре (С <sup>0</sup> )	0,005	0,5	100 раз
интервал измерения (сек)	1	20	20 раз
продолжительность работы min\max(час)	31\9480	8\32	4\300 раз

Пуск эксплуатационной газовой скважины на определённом режиме приводит к перераспределению давления и температуры в системе «пласт-ствол-

устье» скважины – характеризуя процесс термобарической релаксации (ТБР). В первый период ТБР измеряемый на устье расход газа (дебит скважины) достаточно быстро становится равным расходу газа на забое (дебит пласта). В этом случае «эффект запаздывания» или время стабилизации потока в стволе скважины незначительно и не сказывается на начальном участке КСД. Большее влияние оказывают условия нестационарного притока газа из пласта в ствол скважины через её призабойную зону (перфорационные каналы и пр.) – это второй период ТБР. В этот «пусковой период», объединяющий ТБР, забойное давление резко падает за счёт формирования перепада давления в призабойной зоне скважины (ПЗС), а забойная температура снижается за счёт дроссель-эффекта. Перепад давления в пусковой период называют «пусковой депрессией» ( $\Delta P_p$ ). Известно, что пусковая депрессия в ПЗС составляет около 90% от общей пластовой депрессии ( $\Delta P = P_{пл} - P_z$ ). Особенно ярко призабойные пьезоэффекты проявляются в пусковой период скважин, вскрывающих трещиновато-пористые коллектора. Здесь, в первый момент, дебит газа формируется за счёт поступления его из трещин, которые быстро опорожняются, что вызывает резкое снижение забойного давления до тех пор, пока дебит газа не будет компенсироваться подпиткой из окружающей дальней зоны пласта. Формирование пусковой депрессии в хороших коллекторах происходит достаточно быстро (единицы минут и менее), однако они чётко выделяются на начальных участках КСД при регистрации современными цифровыми приборами. В ПЗС помимо пьезоэффектов в пусковой период, обозначенный как первая (начальная) фаза КСД, может происходить ряд «технологических эффектов» (ТЭ), которые в значительной степени искажают КСД и приводят к невозможности её интерпретации[2].

При испытании скважин Восточного купола сеноманской газовой залежи Комсомольского газового месторождения (ВК-КГМ), глубинными высокоточными приборами, обнаружен интересный «пусковой эффект». Опишем его на примере скважины № 1022 (рис. 2.).

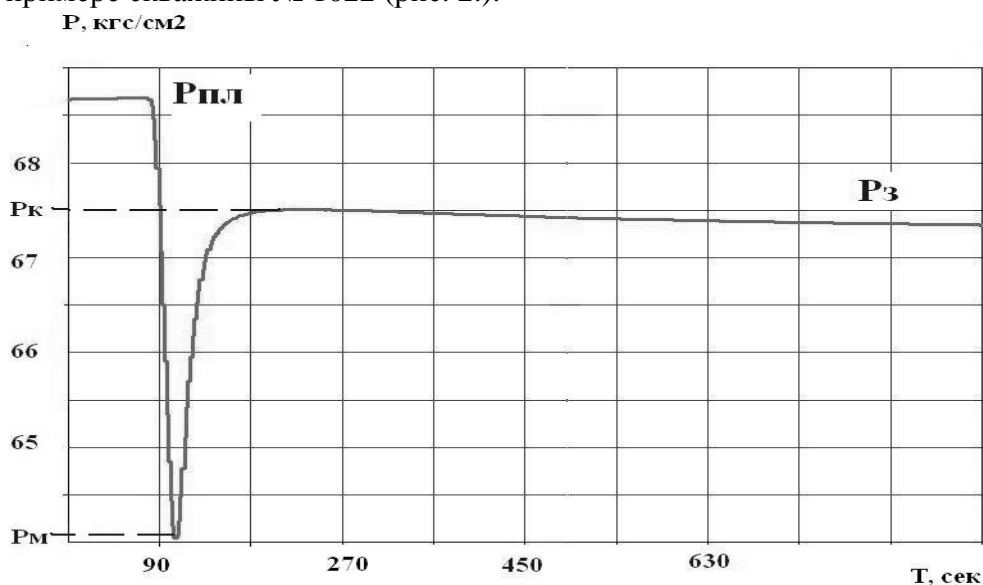


Рис. 2. КСД при наличии «пускового эффекта» скв.1022 ВК-КГМ

При исследовании скважины в момент пуска на режим, наблюдаются следующие характерные «пусковые эффекты» для кривых стабилизации давления. В первый период, после открытия скважины на устье, пластовое давление ( $P_{пл}$ ) резко падает до минимального давления ( $P_{м}$ ), создавая аномальную депрессию ( $\Delta P_1$ )  $\Delta P_1 = P_{пл} - P_{м} = 4,61 \text{ кгс/см}^2$ . Это происходит в первые 25-30 секунд, в следующие 30 секунд давление столь же быстро возрастает, до величины соответствующей КСД ( $P_{к}$ )  $\Delta P_2 = P_{пл} - P_{к} = 1,19 \text{ кгс/см}^2$ . После этого начинается «стандартный» период стабилизации забойного давления ( $P_3$ ).

Сотрудники отдела разработки ООО «НГД» пытались объяснить этот «пусковой эффект» следующим образом: «На скважинах ВК-КГМ диаметр скважины по долоту 295 мм, а пробивная способность зарядов ПКС-80 составляет всего 200 мм. Таким образом, соотношение пласт-скважина происходит не по перфорационным отверстиям, а по трещинам, образовавшимся в цементном камне при кумулятивном воздействии зарядов»[4].

В «Методическом руководстве по проведению и интерпретации результатов ГДИ при нестационарных режимах фильтрации...» профессор Г.А. Зотов рассмотрел три возможных причины этого эффекта:

1) наличие на забое столба жидкости, который при работе скважины переходит в лифтовые трубы. С другой стороны, при наличии столба жидкости в остановленной скважине, рассчитанное  $P_{пл.р}$  должно быть меньше замеренного  $P_{пл.з}$  на величину этого столба жидкости, т.е.  $P_{пл.р} < P_{пл.з}$ . Для скважины №1022 наблюдаем обратное явление  $P_{пл.р} > P_{пл.з}$

2) эффект «начального градиента давления» (или предельной депрессии). В этом случае приток газа в скважину начинается при рабочей депрессии ( $\Delta P$ ) превышающей некоторую «предельную» величину ( $\Delta P_{п}$ ), т.е.  $\Delta P > \Delta P_{п}$ . Предельная депрессия в газовых скважинах может возникнуть под влиянием различных физико-химических причин на поверхностях контактов: газ – жидкость – твёрдый скелет пористой среды. Но проявление предельной депрессии должно сказываться на форме индикаторной линии газовой скважины (ИЛГС), которая снимается при испытании скважины методом установившихся отборов (МУО). В этом случае экстраполяция ИЛГС до значения  $q_r = 0$  отсекает на оси ординат ( $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2$ ) отрезок  $C > 0$ , где  $C = 2P_{пл} * \Delta P_{п} - (\Delta P_{п})^2$ . Однако, ИЛГС для скважины №1022 аппроксимируется соотношением без коэффициента «С»

3) эффект релаксации при формировании притока газа в призабойной системе: пласт – перфорационные каналы – ствол скважины. При открытии скважины на устье поток газа из скважины формируется под влиянием устьевого давления (давления перед диафрагмой) и диаметра диафрагмы. Выпуск газа из скважины приводит к снижению в ней давления, импульс которого очень быстро доходит от устья до забоя, после чего начинается поступление (приток) газа из пласта на забой скважины. Если этот приток газа ( $q_{гп}$ ) меньше, чем выход газа через диафрагму ( $q_{гд}$ ), то происходит резкое уменьшение  $P_3$ . Это продолжается до тех пор, пока сформировавшиеся в призабойной зоне линии тока (схема притока газа) не обеспечат баланс между притоком газа в скважину и выходом газа из скважины – ее дебитом, т.е.  $q_{гп} = q_{гд} = q_{г}$ .

На этом релаксация течения газа в системе пласт-скважина заканчивается и начинается «штатный» режим стабилизации забойного давления и дебита, определяемый формированием в пласте депрессионной воронки[2].

Из всех рассмотренных аспектов проблемы, наиболее вероятной причиной «пусковых эффектов», является третья – релаксационная причина. Для её обоснования, автором статьи при содействии геологической службы Комсомольского газового промысла, был выполнен ряд дополнительных замеров при проведении стандартных газодинамических исследований скважин. Результат данных замеров и их анализ приводится ниже.

Был систематизирован материал ГДИ за 2000 – 2004 годы с детализацией начального участка КСД. В результате, явление «пускового эффекта» (в той или иной степени), выявлено при всех ГДИ, независимо от конструкции скважины. Диаметр скважин Западного и Северного куполов Комсомольского месторождения по долоту, в отличие от Восточного купола, составляет 215 мм. Предположение о возникновении «пускового эффекта» только из-за несовершенства вскрытия продуктивного пласта кумулятивной перфорацией не подтверждается. Абсолютные значения  $\Delta P_1$  имеют различную величину для куполов месторождения (табл. 2).

Таблица 2

Депрессии «пускового эффекта»

Участок (купол)	$\Delta P_1$	$\Delta P_1 - \Delta P$
Восточный	0,44-4,61	0,53-1,02
Северный	0,80-1,40	0,14-0,25
Западный	0,36-1,16	0,15-0,32

Однако, в большей степени представляет интерес разность между депрессией «пускового эффекта» ( $\Delta P_1$ ) и депрессией режима ( $\Delta P$ )  $\Delta P_p = \Delta P_1 - \Delta P$ , как наиболее стабильная величина для различных режимов работы скважины (рис.3).

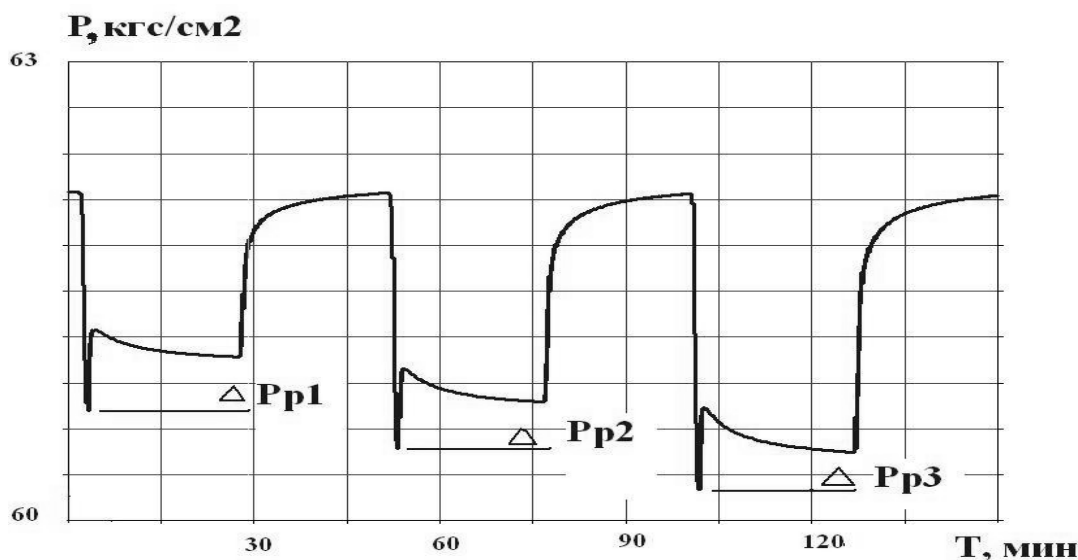


Рис. 3. Изменение забойного давления при исследовании скв.1103 ВК-КГМ

Что позволило сделать предположение о постоянном воздействии единообразного фактора технологического происхождения при проведении ГДИ. Согласно проектам, добыча газа на сеноманских месторождениях Западной

Сибири производится по центрально-купольной схеме с кустовым расположением скважин. Обязка газовых кустов скважин предусматривает наличие факельного коллектора (рис. 4) общего для всех скважин куста, с возможностью отдельного подключения скважин при проведении исследований. Количество скважин одного куста варьируется от 4-7 скважин Восточного купола до 2-3 скважин по Северному и Западному куполам. Также различен диаметр факельного коллектора ВК и СК, ЗК, что соответственно увеличивает разность их объёмов (ВК - от 5,9 м<sup>3</sup> до 8,5 м<sup>3</sup>; СК, ЗК – от 1,2 м<sup>3</sup> до 1,8 м<sup>3</sup>).

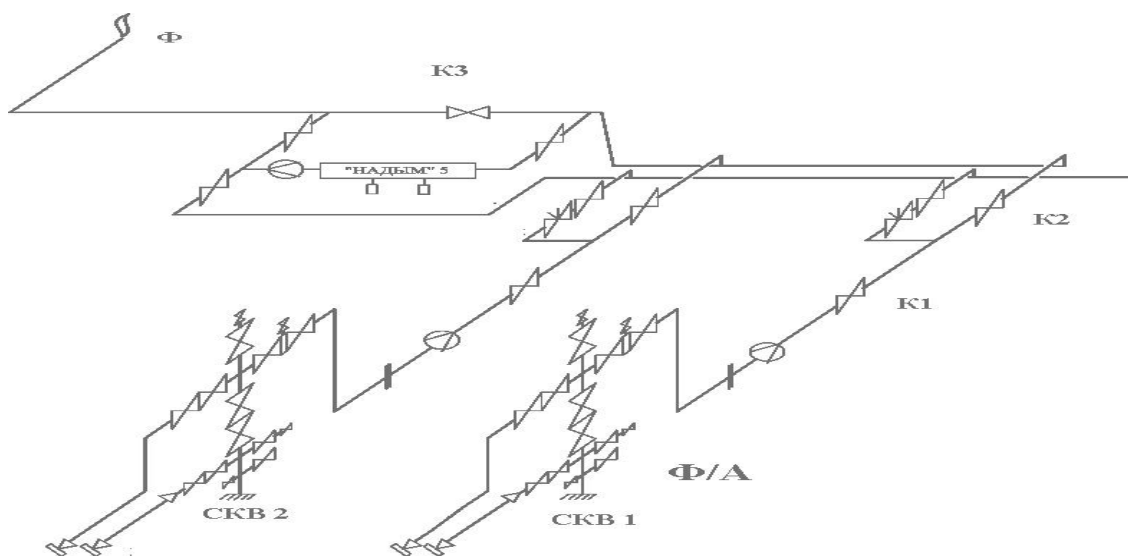


Рис. 4.. Схема обвязки куста газовых скважин

Согласно технологическому регламенту работ запуск скважины на режим осуществляется задвижкой К1, в то время, как диафрагменный измеритель критического течения газа (ДИКТ) находится на конце факельной линии в точке Ф (рис. 4). Весь участок от задвижки К1 до ДИКТ на момент запуска скважины опорожнён до атмосферного давления, а его объём сопоставим с объёмом насосно-компрессорных труб (НКТ).

Таблица 3

Сравнительные объёмы факельной линии и НКТ

Участок	Объём факельной линии, м <sup>3</sup> (V1)	Объём 1000 м НКТ, м <sup>3</sup> (V2)	Диаметр НКТ, мм	Соотношение V2/V1
ВК	5,9-8,5	18	168	2,1-3,0
СК, ЗК	1,2-1,6	8	114	5,0-6,7

Формируется мощный импульс, который очень быстро доходит до забоя скважины, вызывая возникновение аномальной депрессии («пусковой эффект») и внося искажения в начальный участок КСД. Продолжительность импульса «пускового эффекта» по времени зависит от заполняемого объёма факельной линии и фильтрационных свойств пласта. Что подтверждается замером «пускового эффекта» для одной и той же скважины с различным заполняемым

объёмом факельной линии при использовании задвижек К2 и К3 (рис. 4), а также для скважин одного куста с различными фильтрационными свойствами при прочих равных условиях. Соотношение объёмов  $V_2/V_1$  по куполам месторождения хорошо согласуется с различной величиной депрессии «пускового эффекта», что явилось причиной первоначального невыявления данного эффекта по ЗК и СК из-за его небольшой величины (табл. 2).

Для получения интерпретируемых результатов КСД, необходимо создание условий исключающих причины возникновения «пускового эффекта». Это выполнимо в двух вариантах:

- сокращение  $V_1$  до минимального размера
- наличие заполненного объёма с давлением близким к давлению рабочего режима.

В первом варианте необходимо оборудовать конец факельной линии куста газовых скважин электрозадвижкой во взрывобезопасном исполнении с дистанционным управлением, для соблюдения требований техники безопасности при проведении ГДИ[3]. Данное мероприятие требует значительных материально – финансовых затрат, но возможно при обустройстве новых месторождений. Второй вариант выполним лишь в одном режиме исследования, когда скважина запускается на рабочий режим в газосборную сеть (шлейф). Пример такой КСД на рис. 5.

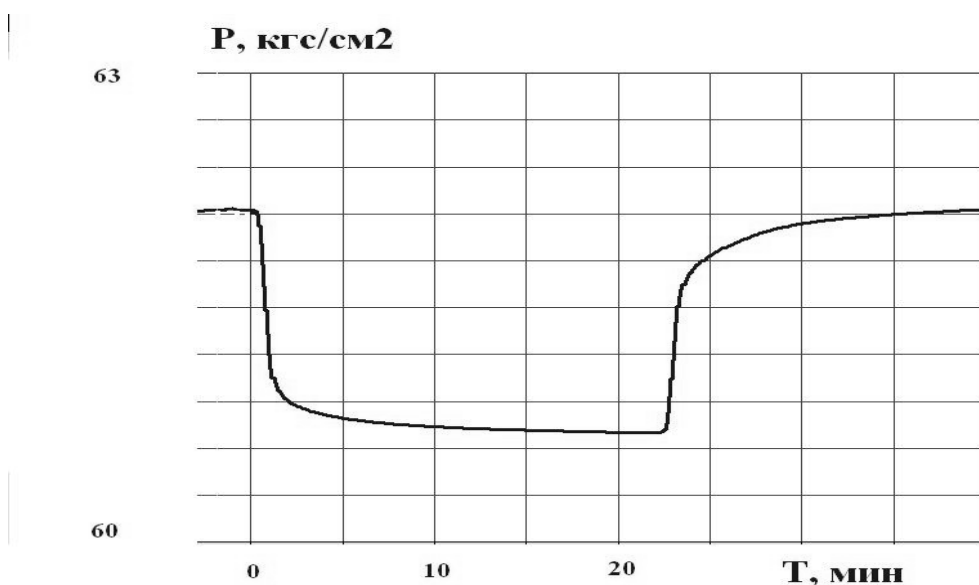


Рис. 5. КСД при работе в шлейф скв.1103 ВК-КГМ

Следует внести соответствующие поправки в регламенты по проведению ГДИ и по продувкам скважин с целью очистки призабойной зоны от жидкости с тем, чтобы исключить «пусковые эффекты», которые при кратковременных, но anomalно высоких депрессиях могут привести к разрушению скелета пласта и образованию песчаных пробок. Также необходимо в регламентах определить порядок и условия проведения работ для получения качественных данных при проведении газодинамических исследований скважин.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руководство по исследованию скважин. / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов и др. // М.: Наука, 1995. – 523с.
2. Методическое руководство по проведению, обработке и интерпретации результатов газодинамических исследований при нестационарных режимах фильтрации в высокопродуктивных газовых скважинах с небольшими периодами релаксации пьезоэффектов. / Под редакцией Г. А. Зотова. Москва, 2001. – 173с.
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) Москва, ПИО ОБТ, 2003. – 299с.
4. Геологический отчёт по Комсомольскому месторождению за 2002 год. / В. А. Жбаков, В. А. Окатьев, А. И. Мальцев и др.// Ноябрьск, 2003. – 301с.