

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗОНЫ ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖИ Т₁-III СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сивцев А.И.

Институт проблем нефти и газа СО РАН. г. Якутск, Россия

Исследование особенностей водонапорной системы и фильтрационной характеристики залежи Т₁-III Средневиллюйского газоконденсатного месторождения позволило выявить потенциальные зоны заводнения.

Ключевые слова: *водонапорная система, "открытость" продуктивного горизонта, эффективная проницаемость, зоны заводнения*

Введение

В настоящее время основной сырьевой базой для газоснабжения центральных районов Республики Саха (Якутия) и города Якутска служат Толон-Мастахское и Средневиллюйское ГКМ. При этом Толон-Мастахское месторождение находится на конечной стадии разработки и эксплуатируется для нивелирования пиковых объемов добычи из Средневиллюйского ГКМ в зимнее время. Опыт разработки Усть-Виллюйского и отдельных залежей Толон-Мастахского газоконденсатных месторождений показал сравнительно низкий коэффициент газоотдачи сравнительно аналогичных месторождений других регионов. Низкий коэффициент газоотдачи был обусловлен, прежде всего, неподтверждаемостью начальных запасов газа и преждевременным заводнением разрабатываемых залежей. Данные явления в свою очередь были обусловлены недостаточной изученностью внутреннего строения продуктивных горизонтов.

Средневиллюйское месторождение введено разработку в 1986 году. Добыча газа в настоящее время составляет порядка 1,5 млрд. м³ в год. До 1998 г. в эксплуатации находился только правобережный участок месторождения. Интенсивный отбор газа в зимнее время привел к формированию в юго-западной части этого участка глубокой депрессионной воронки, где пластовое давление снизилось до 25 атмосфер по сравнению с начальным. Для исправления положения с целью вовлечения в разработку скважин на левобережном участке через р. Виллюй проложены трубы диаметром 159 мм. Пропускная способность труб составляет 2,5 млн. м³ в сутки. Суммарные суточные отборы газа в зимнее время превышают

5 млн. м³. Таким образом, сложившаяся опасная ситуация при нынешних темпах добычи разрешилась в лучшую сторону.

В то же время ОАО «Якутгазпром» планирует увеличение годовой добычи из залежи Т₁-III до 2,5 млрд. м³ природного газа за счет введения в эксплуатацию новых скважин в левобережной части и частично за счет незагруженных летних месяцев, когда потребление газа уменьшается. Все эти обстоятельства, несомненно, увеличивают риски преждевременного заводнения эксплуатационных скважин, снижая тем самым эффективность разработки залежи. Данное исследование является попыткой рассмотрения потенциальных зон заводнения залежи Т₁-III основного по запасам (90 %) Средневиллюйского месторождения.

Постановка проблемы

В географическом плане Средневиллюйское ГКМ расположено в среднем течении р. Вилюй в 80 км ниже г. Вилюйск. Река Вилюй разделяет площадь месторождения на две равные части, основные коммуникации промысла располагаются на правом берегу.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию на Средневиллюйско-Толонском куполовидном поднятии, осложняющем западный склон Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы. Средневиллюйское локальное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания размером 34×22 км и амплитудой около 350 м. Структурные планы поднятия по юрским и нижнетриасовым отложениям совпадают. В пределах Средневиллюйской структуры ярко выраженных дизъюнктивных нарушений не выявлено. Имеются отдельные резкие вклинивания и несовпадение разрезов соседних скважин, которые могут свидетельствовать лишь о сложном геологическом строении продуктивного горизонта. Вне контура газоносности с южной стороны залежи выявлен взброс субширотного простирания с амплитудой соразмерной эффективной толщине продуктивного горизонта (до 60 м).

Месторождение относится к категории многозалежных. Промышленные притоки газа получены из пласта Р₂-Ia тарагайской толщи, из пласта Т₁-III таганджинской, из горизонтов: Т₁-II, Т₁-Ia и Т₁-I мономской; J₁-I кызылсырской; J₃-II нижневиллюйской; J₃-I марыкчанской свит.

Основными продуктивными отложениями являются песчаники нижнего триаса, где выделяются горизонты Т₁-I, Т₁-II, Т₁-III. Основным объектом разработки является горизонт Т₁-III (до 90 % от добываемого объема). Эффективные толщины этого горизонта изменяются от 10 до 50 м, среднее значение коэффициента открытой пористости составляет 20 %, коэффициента газонасыщенности 65 %. Коэффициент абсолютной газопроницаемости, как правило, изменяется в пределах $50 - 450 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, и только для отдельных маломощных прослоев превышает 1 мкм^2 . Суммарные запасы газа рассматриваемого месторождения превышают 120 млрд. м³.

Нижнетриасовый водоносный комплекс, как, впрочем, и вся гидродинамическая система Хапчагайского мегавала характеризуется низкой региональной активностью пластовых вод. Пьезометрические поверхности водоносных комплексов характеризуются как практически горизонтальные, что свидетельствует о закрытости недр, связанной с наличием достаточно надежного мономского флюидоупора и повсеместным распространением мощной толщи многолетнемерзлых горных пород (до 600 м).

Приведенные напоры нижнетриасового водоносного комплекса составляют 120, 140 м. Значение градиентов горизонтальных напоров составляет $< 0,0002 \text{ м/м}$ [1]. Якутский артезианский бассейн в целом отличается элизионным характером развития водонапорной системы. Потенциальными областями создания напоров являются наиболее погруженные части крупных впадин Вилюйской синеклизы (Линденская и др.) и прилегающие территории Предверхооянского прогиба с глубоким залеганием нижнетриасовых толщ. Региональное движение подземных вод происходит в основном в направлении к бортам синеклизы, где и осуществляется их разгрузка.

Минерализация вод основных продуктивных горизонтов Средневилюйского газоконденсатного месторождения находится в пределах 40-43 г/л. Состав вод хлоркальциевый. Воды практически не содержат сульфатов, в них отмечено содержание брома, йода, аммония, нафтеновых кислот и высоких концентраций водорастворенных газов. Все это свидетельствует о малой подвижности вод.

Несмотря на малую подвижность законтурных вод опыт разработки соседнего Толон-Мастахского ГКМ, геолого-тектонического аналога Средневилуйского ГКМ, были зафиксированы факты преждевременного обводнения эксплуатационных скважин, вследствие чего конечный коэффициент газоотдачи на отдельных залежах не превышал 35 %. Более подробно анализ разработки Толон-Мастахского ГКМ изложен в журнале «Нефтегазовое дело» за 2008 год [2].

Экспериментальная часть

Оценка поведения водонапорной системы и прогноз возможных путей внедрения законтурных вод в залежь горизонта Т₁-III выполнены на основе анализа фильтрационно-емкостных характеристик пласта в законтурной области и его продуктивной части.

Средняя эффективная водонасыщенная толщина пород-коллекторов составляет 35 м. Минимальные общие и эффективные толщины продуктивного горизонта в изучаемом районе характерны для юго-восточной зоны (рис. 1, 2). Максимальные же толщины сосредоточены в трех депоцентрах, два из которых сосредоточены в пределах газовой залежи. Максимальные общие толщины продуктивного горизонта обусловлены главным образом, раздутием эффективных толщин горизонта.

Максимальные эффективные водонасыщенные толщины и коэффициент песчаности отмечаются в северо-западной законтурной части таганджинской свиты, т.е. в северной части площади газоносности (рис. 2).

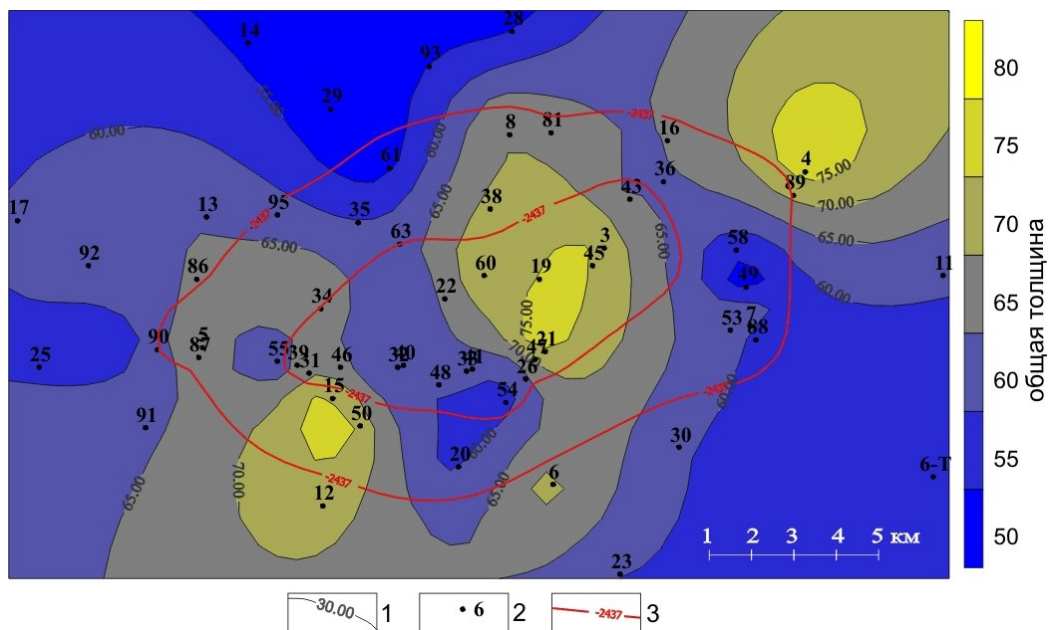


Рисунок 1. Карта общей толщины продуктивного горизонта Т₁-III

Условные обозначения: 1 – изолинии общих толщин,
2 – расположение и номера скважин, 3 – изолинии начального ГVK

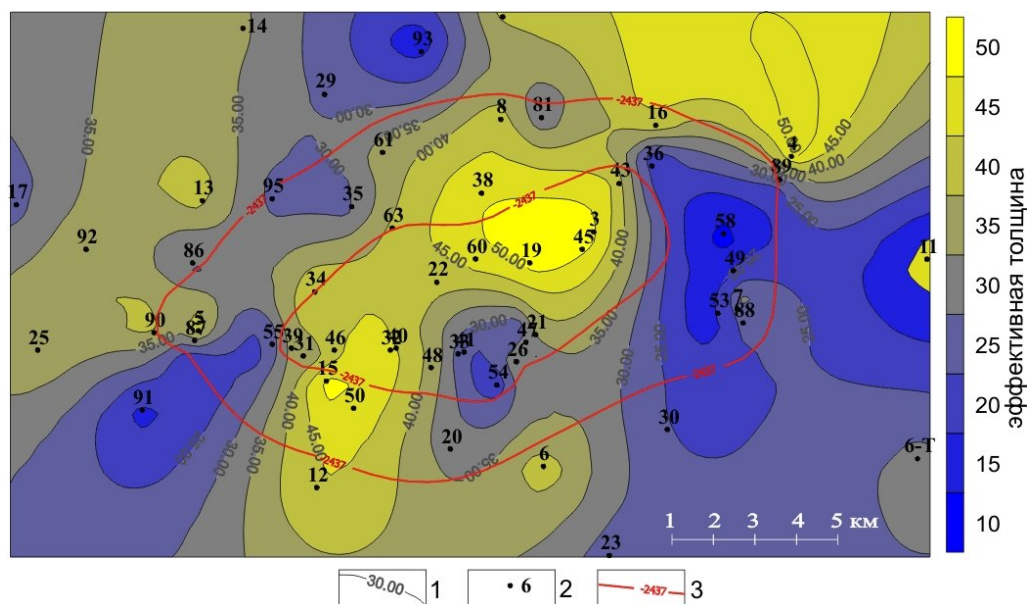


Рисунок 2. Карта эффективной толщины продуктивного горизонта Т₁-III

Условные обозначения: 1 – изолинии эффективных толщин,
2 – расположение и номера скважин, 3 – изолинии начального ГVK

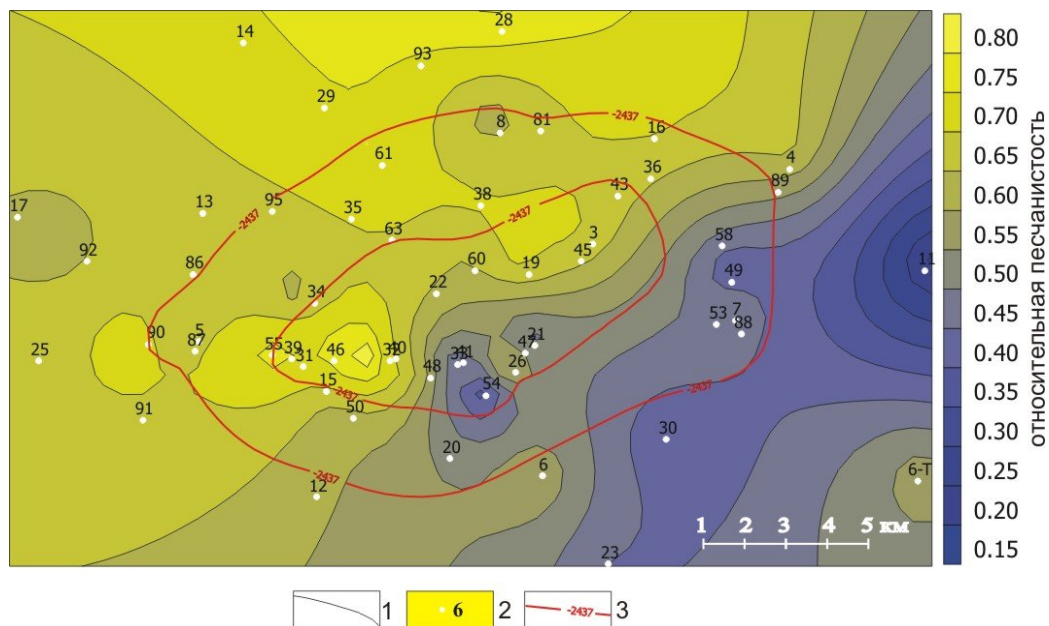


Рисунок 3. Карта относительной песчаности продуктивного горизонта Т₁-III

Условные обозначения: 1 – изолинии относительной песчаности,
2 – расположение и номера скважин, 3 – изолинии начального ГВК

На основе обработки материалов ГИС рассчитаны коэффициенты средневзвешенной открытой пористости как для газонасыщенной, так и водонасыщенной частях продуктивного горизонта Т₁-III. Для выяснения наиболее подвижных зон законтурных вод построена карта «открытости» продуктивного горизонта Т₁-III, которая получена произведением средневзвешенного коэффициента открытой пористости (в долях единицы) с эффективной толщиной продуктивного горизонта (рис. 4).

Анализ вышеприведенных карт показывает, что наиболее улучшенными коллекторскими свойствами обладает северная часть продуктивного горизонта Т₁-III, где ожидается введение новых эксплуатационных скважины для планового увеличения добычи до 2,5 млрд м³ природного газа (1,6 раз). Согласно данным картам можно ранжированно выделить вероятные участки заводнения залежи Т₁-III. Наиболее высокую активность законтурных вод следует ожидать с северо-восточного направления изучаемой площади (северной части залежи Т₁-III). Высокая вероятность заводнения залежи Т₁-III с северной части обусловлена внутренней неоднородностью продуктивного горизонта, которая отличается относительно большими эффективными толщинами и имеет тенденцию роста в северо-восточном направлении (рис. 4).

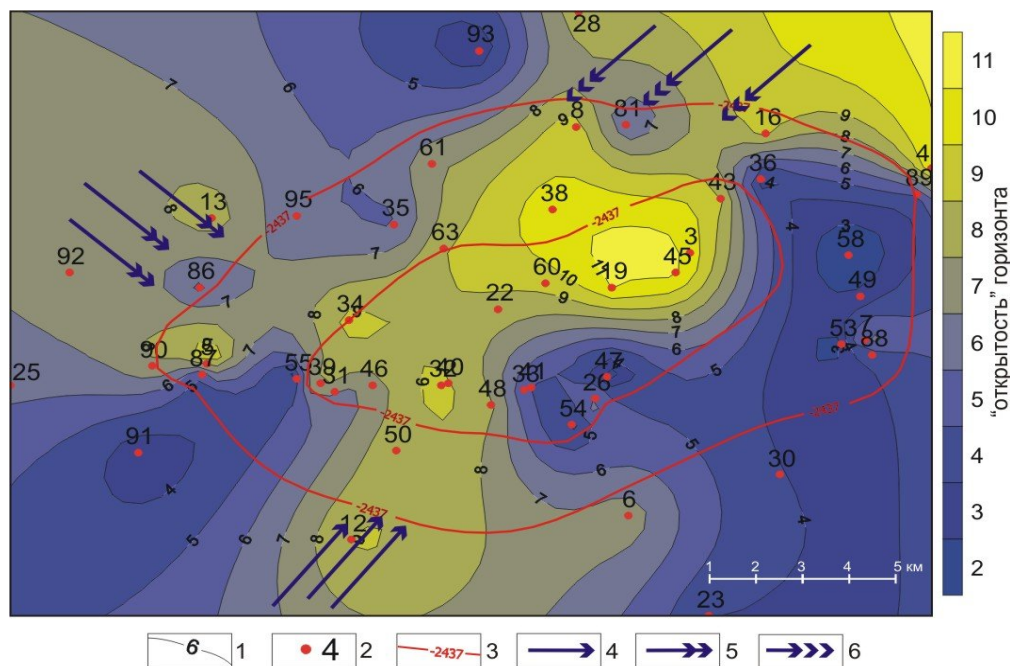


Рисунок 4. Карта «открытости»
(эффективная толщина открытой пористости) продуктивного горизонта Т₁-III

Условные обозначения:

- 1 – изолинии «открытости», 2 – расположение и номера скважин,
3 – изолинии начального ГВК;
вероятность направления языкового заводнения залежи
Т₁-III Средневилюйского ГКМ: 4 – низкая; 5 – средняя; 6 – высокая.

Также построена фильтрационная модель газонасыщенной части залежи Т₁-III по усовершенствованной методике, основанной на элементах тренд-анализа и уравнения Козени-Кармана для коллекторов, не содержащих свободной пластовой воды. В качестве совершенствования методики в алгоритм расчета были введены некоторые изменения. Рассматривалась поверхность, отражающая изменение не коэффициента абсолютной проницаемости, а коэффициента фазовой проницаемости при условии неподвижности остаточной воды в поровом пространстве коллекторов. Другим изменением явилась замена коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ геофизическим параметром насыщения – P_n . Такие изменения диктовались следующими обстоятельствами:

– в реальных пластовых условиях фильтрационная характеристика коллекторов определяется не абсолютной, а фазовой газопроницаемостью;

– расчеты проницаемости велись на основании данных ГИС, в результате которых определялись K_n и P_n . Коэффициент остаточной водонасыщенности рассчитывался как функция P_n и при этих расчетах возникает погрешность порядка 6-7 абсолютных процентов.

Включение в алгоритм расчета непосредственно P_n позволило повысить достоверность прогнозирования $K_{пр.эф}$ на такую же величину. Более подробно методика построения фильтрационной модели изложена [3].

На рисунке 5 продемонстрирована построенная фильтрационная модель в виде карты эффективных проницаемостей продуктивного горизонта Т₁-III.

Как видно из рисунка 5, фильтрационная модель газонасыщенной части продуктивного горизонта Т₁-III имеет схожее строение с картами общей и эффективной толщин, с некоторым смещением депоцентров повышенных проницаемостей в юго-восточную сторону относительно депоцентров максимальных толщин. Конечно, данное явление может быть следствием ограниченности выборки, либо особенностями внутреннего строения продуктивного горизонта Т₁-III. В любом случае, в выявленных участках залежи наблюдаются максимальные фазовые проницаемости по газу, в остальных частях залежи роль остаточной воды при фильтрации пластового флюида будет возрастать.

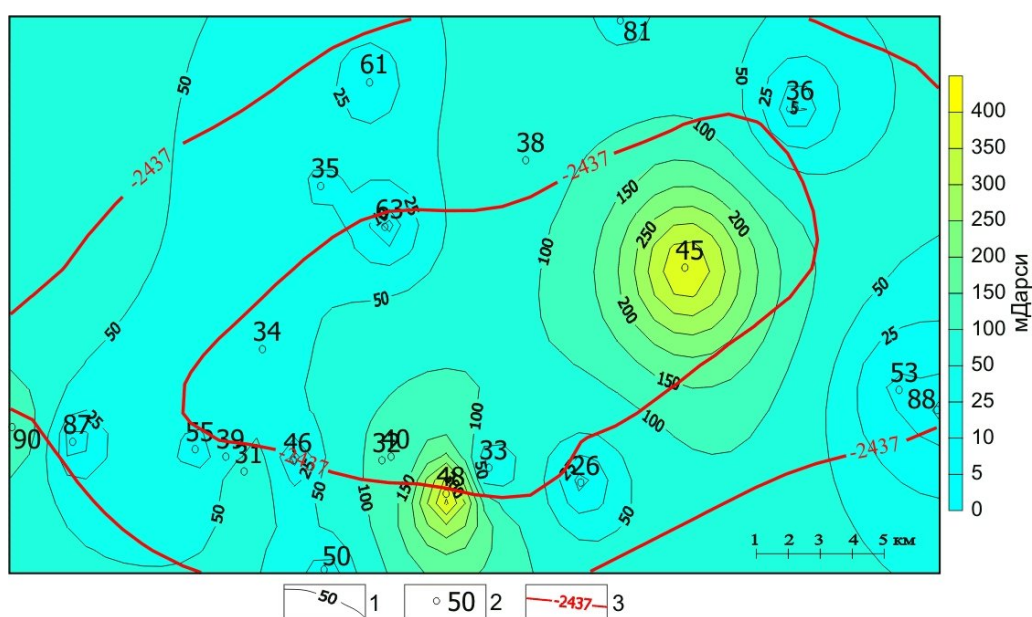


Рисунок 5. Карта эффективной проницаемости продуктивного горизонта Т₁-III

Условные обозначения: 1 – изопроны,
2 – расположение и номера скважин, 3 – изолинии начального ГВК

Построенная фильтрационная модель позволяет утверждать, что в северной части залежи Т₁-III активность законтурных вод будет повышенной, нежели юго-восточной и южных участках. Данный прогноз согласуется с результатами наблюдений за изменением начального положения ГВК в эксплуатационных скважинах геофизическими методами контроля. Практически во всех скважинах, пробуренных в северной части месторождения после вступления месторождения в разработку (скв. 65, 66, 67, 68), фиксируется подъем контакта относительно первоначального уровня от 4 до 6 м, который сопровождается изменением текущей газонасыщенности коллектора (до 43 %), по сравнению с первоначальной газонасыщенностью (свыше 55 %).

Заключение

С учетом рассмотрения особенностей водонапорной системы и фильтрационной характеристики газонасыщенной части продуктивного горизонта Т₁-III можно утверждать, что преимущественное правобережное расположение основных эксплуатационных скважин, при нынешних темпах добычи (на уровне 1,5 млрд.м³) является наиболее оптимальным и безопасным. Исходя из карт общей и эффективной толщин, «открытости» и эффективной проницаемости продуктивного горизонта Т₁-III, основная угроза «языкового» обводнения ожидается с северной части залежи Т₁-III. Увеличение отборов газа (до 1,6 раз) наряду вовлечением в эксплуатацию новых скважин на левобережной части залежи Т₁-III может повлечь за собой языковое заводнение, понизив тем самым эффективность разработки месторождения.

Рекомендуется для предупреждения преждевременного заводнения и внесения корректив в проекте разработки провести детальное изучение внутреннего строения продуктивного горизонта и анализ режима разработки залежи Т₁-III.

Литература

1. Грубов Л.А. Сравнительная оценка гидродинамических условий различных районов Якутского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью. Гидрогеологические исследования в нефтегазоносных районах / Л.А. Грубов, В.И. Славин. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1971. – 278 с.
2. Сивцев А.И. Причины низкой эффективности разработки Толон-Мастахской ГКМ // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. 20 с. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Sivtzev/Sivtzev_1.pdf (дата обращения: 28.02.2009).
3. Сивцев А.И. Сафронов А.Ф., Бубнов А.В. Методика определения эффективной проницаемости для горизонта Т₁-III Средневилюйского ГКМ // Наука производству. 2003. №8. С. 58-71.