

Учет геологических рисков при проектировании разработки Семаковского газового месторождения

С.А. Кирсанов

к.т.н., заместитель начальника управления 307/5¹

S.Kirsanov@adm.gazprom.ru

И.А. Зинченко

к.т.н., начальник управления 307/5¹

I.Zinchenko@adm.gazprom.ru

А.В. Красовский

к.т.н., и.о. заместителя генерального директора по научно-технической деятельности²

AKrasovskiy@gazpromproject.ru

С.Л. Голофаст

д.т.н., профессор

trasser@inbox.ru

¹ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия

²ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия

На примере Семаковского газового месторождения показана необходимость учета вероятностного характера исходной информации и представлений о геологическом строении объекта при формировании основных технических решений, прогнозных расчетов технологических показателей разработки и оценки ожидаемой эффективности проекта.

Материалы и методы

Для построения трехмерной геолого-технологической модели использовался симулятор Eclipse Schlumberger. Оценка экономической эффективности технологических показателей разработки проводилась по методике оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений ПАО «Газпром» (09.09.2009, №01/07-99).

Ключевые слова

разработка месторождений, геологическая модель, технологические показатели разработки, эффективность проекта

На сегодняшний день очевидным является факт, что времена «легкого» газа заканчиваются. В стадии падающей добычи находятся залежи сеноманского горизонта месторождений Западной Сибири. Затраты на поддержание уровней добычи и освоение новых площадей постоянно увеличиваются. Эффективность этих затрат напрямую зависит от точности и обоснованности прогноза технологических показателей разработки. Прошло время, когда ошибки проектировщика нивелировались гигантскими размерами объекта и огромным запасом пластовой энергии. Сейчас ошибка при расчете величины давления на входе в газовый промысел (ГП) в 0,1–0,2 МПа определяет возможность выполнения планового задания в период пиковых нагрузок.

В настоящее время ФБУ «ГКЗ» и ПАО «Газпром» ведут активную работу по обновлению нормативной документации в области проектирования и регулирования разработки месторождений. Создается система национальных стандартов, определяющая требования к исходной информации, структуре и составу проектной документации. Формируется структурированная основа принятия решений. К сожалению, вопросы, связанные с ее наполнением и определением взаимосвязи составляющих элементов на основе оценки геологических рисков, определяющих эффективность предлагаемых технических решений, пока остаются вне поля зрения.

Вследствие значительных расстояний между разведочными скважинами, являющимися источником априорной информации, не представляется возможным получить достоверные данные об изменении фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинном и межкустовом пространстве, области распространения глинистых разделов и, в конечном итоге, о степени достоверности построенной геологической модели. При построении геолого-газогидродинамической модели (ГДМ), оценка ее соответствия исходной геологической основе производится на основе сравнения абсолютной величины запасов без учета того, что усреднение коллекторских свойств в процессе процедуры апскейлинга неизбежно приводит к искажению распределения запасов по классам коллектора. При этом, как показано в работе [1], именно оценка достоверности и вариативности геологических параметров в конечном итоге определяет потенциально возможные объемы добычи газа, которые являются основой всех экономических расчетов и могут изменяться в диапазоне, выходящем за привычные рамки оценки «эластичности» проекта. По мнению авторов, учет указанных рисков приобретает особенно принципиальный характер для проектирования разработки морских месторождений ввиду ограничений по выбору конструкции и размещению скважин, величины

удельного объема капитальных вложений в реализацию проекта, сложности и высокой стоимости проведения мероприятий по корректировке проектных решений.

Впервые оценка геологических рисков при проектировании разработки месторождений природного газа была выполнена в рамках технологического проекта разработки Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения. Согласно литофациальной характеристике геологической модели, четвертая часть объема залежи состояла из линз непроницаемых пород различной толщины и протяженности, которые представляют собой литологические экраны, препятствующие продвижению флюидов. Глинистые прослои сдерживали вертикальное внедрение пластовой воды и подтягивание конусов к забоям эксплуатационных скважин. В исходной фильтрационной модели движение пластовой воды происходило в основном по напластованию залежи по выдержанным слоям коллектора. В реализации фильтрационной модели, построенной с учетом геолого-статистических разрезов, месторождений — аналогов Надым-Пур-Тазовского региона, глинистые пропластки имели меньшую протяженность и распространенность в объеме залежи от забоев скважин до уровня начального ГВК. В результате сравнительных расчетов были разработаны технические решения, обеспечивающие устойчивость проектных показателей в условиях вероятного опережающего обводнения. Идея учета геологических рисков получила свое развитие при проектировании разработки Семаковского газового месторождения, находящегося на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа. Большая часть площади месторождения (порядка 80%) расположена под акваторией Тазовской губы, что значительно осложняет освоение и разработку газовой залежи. Для более полного охвата запасов дренированием, необходимо бурение и освоение скважин в акваториальной зоне месторождения, что требует значительного увеличения затрат. В связи с этим для освоения месторождения предусматривается эксплуатационное бурение с 4 кустовых площадок стволов ГС, дальностью бурения до 3 км. В акваториальной части требуется использование ледостойких стационарных платформ. Осложняющим фактором для выбора схемы вскрытия геологического разреза, конструкции и технологического режима работы скважин является практическое отсутствие выдержанных глинистых разделов, зафиксированное по данным разведочного бурения. Таким образом, использовать подход, примененный в работе [1], не представляется возможным.

Разработка массивных водоплавающих залежей всегда подвержена рискам, связанным с возможными прорывами пластовой

воды по площади залежи к забоям эксплуатационных скважин. Это может быть следствием высоких дебитов скважин, отсутствием водопорных глинистых пропластков и глинистых линз в зоне размещения скважин, высокой активности водонапорного горизонта, близости забоев скважин к ГВК и неравномерности выработки запасов по площади и глубине залежи. При проведении технологических расчетов на трехмерных технологических моделях основным фактором, который влияет на точность прогноза обводнения, помимо непроницаемых разделов, является обоснование активности аквифера [2]. На Семаковском месторождении на пласт ПК планируется бурение 49 ед. горизонтальных скважин. Разработка месторождения осложнена ограничением количества эксплуатационных кустов скважин, малой изученностью геологического строения месторождения в нижней части разреза и, соответственно, неопределенностью активности водонапорного горизонта. В этой связи присутствуют риски конусного обводнения залежи в зонах расположения кустов скважин.

Разработку сеноманской газовой залежи Семаковского месторождения предлагается осуществлять горизонтальными скважинами с дифференцированным вскрытием пласта. Данная схема вскрытия представлена на рис. 1. Скважины вскрывают часть продуктивного пласта в разных интервалах. В конструкции скважины, вскрывающей нижний продуктивный интервал, имеется резервный интервал (верхняя часть), предназначенный для реперфорации скважины в случае обводнения нижнего интервала. Таким образом, при начале эксплуатации залежи, дренирование запасов газа происходит одновременно по всей толщине залежи, что благоприятно влияет на равномерное энергетическое истощение залежи и наиболее полное извлечение запасов газа. Площадь Семаковского месторождения изучена на

основе данных 13 поисково-разведочных скважин, вскрывших сеноманскую залежь. В разрезе залежи встречаются глинистые линзы, чередующиеся с породами-коллекторами. При моделировании подъема газовой залежи в процессе разработки залежи разработчики использовали накопленный опыт построения геологических моделей сеноманских залежей по более изученным месторождениям, схожим по геологическим параметрам и строению. Таким примером является Ямбургское НГКМ, где количество скважин, вскрывших залежь на этой площади, превышает 1000 ед., а коэффициент песчаности может изменяться от нижнего предела 0,25 д. ед. (рис. 2).

В геологической модели сеноманской залежи Семаковского месторождения использован опыт построения модели Ямбургского НГКМ. В ГСР по Семаковскому месторождению, в зонах ухудшенных коллекторов, значение коэффициента песчаности составило не менее 0,46 д. ед., что условно близко к

фактическим данным Ямбургского месторождения и не выявляет в залежи непроницаемых экранов для продвижения ГВК (рис. 3).

Для оценки неопределенности обводнения сеноманской залежи Семаковского месторождения было принято решение провести дополнительные расчеты технологических показателей разработки на модели с увеличенной активностью аналитической модели водоносного пласта. Данный подход позволил оценить риски, связанные с низкой изученностью строения Семаковского месторождения. В качестве исходной информации для оценки рисков обводнения залежи Семаковского месторождения использованы фактические данные по добыче газа и расчетные данные по объему внедрения пластовой воды на Ямбургском месторождении (принята сеноманская газовая залежь Ямбургской площади). По текущему состоянию разработки, добыча газа на Ямбургской площади достигла уровня 79% от утвержденных запасов газа. При данном отборе газа,

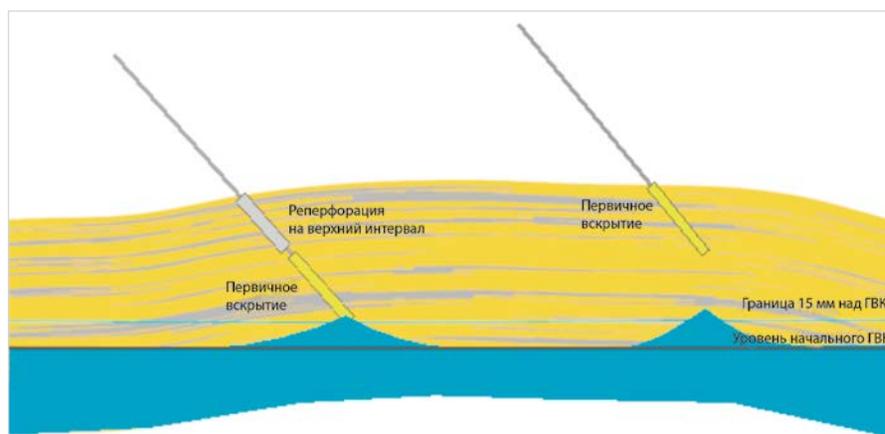


Рис. 1 — Дифференцированное вскрытие продуктивного пласта газовой залежи

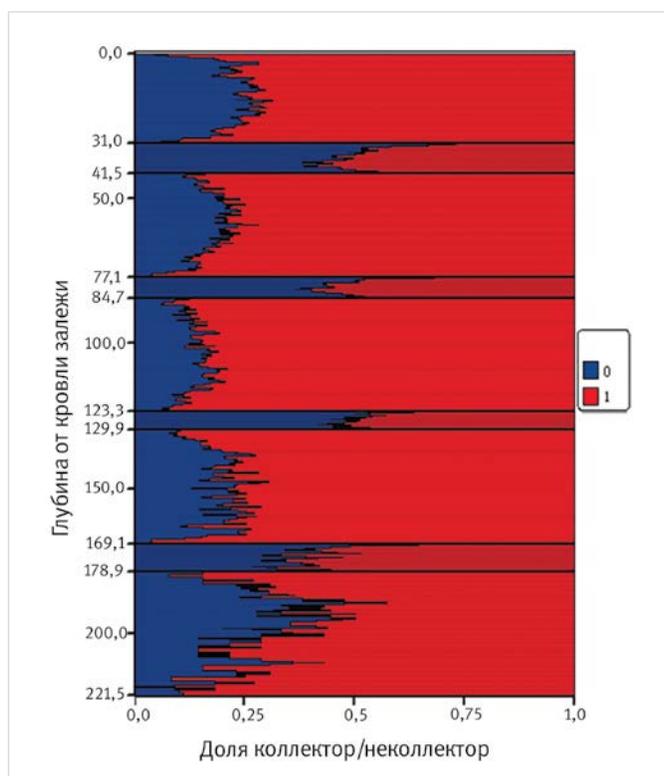


Рис. 2 — Геологический статистический разрез по параметру литологии сеноманской залежи Ямбургского НГКМ (по 280 скважинам)

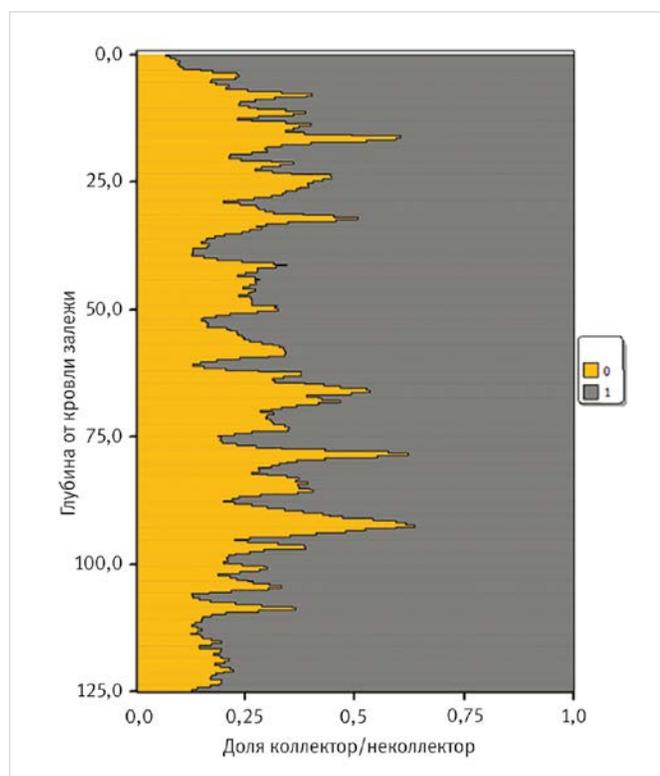


Рис. 3 — Геологический статистический разрез по параметру литологии сеноманской залежи Семаковского месторождения

по результатам замеров ГВК по скважинам и интерпретации данных в трехмерной геолого-технологической модели, внедрение пластовой воды составило 15% от эффективного газонасыщенного объема залежи. Для поддержания заданного темпа внедрения пластовой воды в модели Семаковского месторождения подобраны параметры аналитического аквифера, имеющие наибольшую вариативность. Объем водоносного бассейна для сеноманской залежи увеличен на 25%, проницаемость водоносного пласта увеличена на 30%. По результатам расчета технологических показателей разработки на модифицированной модели, получены следующие результаты:

- конечная газоотдача пласта достигает 85,5% от утвержденных запасов газа и составляет 313,73 млрд м³;
- число проведенных ремонтов увеличилось с 14 до 20 ед.;
- пластовое давление к концу разработки залежи в зоне отбора газа увеличилось в среднем на 0,03 МПа и составило 1,23 МПа;
- период постоянных отборов газа продолжается в течение семи лет;
- области проявления активности водонапорного бассейна, в сравнении с исходной фильтрационной моделью, не изменились;

- увеличилась высота подъема ГВК до максимального значения 42,3 м;
- часть запасов газа в северной и юго-западной части залежи остается наименее охваченной разработкой.

Таким образом, можно отметить, что при сравнении технологических расчетов разработки Семаковского месторождения проявляется устойчивость проектного уровня добычи газа к возможному риску увеличения активности подошвенных вод. По результатам расчетов, коэффициент конечной газоотдачи, в отличие от результатов, полученных на исходной фильтрационной модели, уменьшился всего на 0,5%, или 1,95 млрд м³. С целью оценки эффективности применения предлагаемых конструкций скважин, для эксплуатации залежи Семаковского месторождения на базе рекомендуемого варианта разработки, рассчитаны технологические показатели разработки с учетом изменения в добывающих скважинах глубины вскрытия продуктивного пласта. В дополнительном расчетном варианте предлагается преимущественное вскрытие пласта в верхнем интервале, от кровли до середины продуктивной толщины, и вскрытие нижней части пласта по скважинам, которые остаются действующими до окончания разработки по результатам расчета рекомендуемого варианта. Уровни

годовых отборов и порядок ввода скважин соответствуют принятому варианту.

По результатам расчетов, представленным на рис. 4, отбор газа на максимальном уровне 16 млрд м³ продолжается, как и в исходном варианте, в течение 7 лет. Проведение ремонта потребуется по 9 скважинам, данный показатель стал лучше вследствие того, что количество скважин уменьшилось на 5 ед. в сравнении с основным вариантом. Так же отмечается увеличение средней депрессии на скважинах, т.е. более низкой продуктивностью верхних продуктивных интервалов пласта. К концу разработки накопленная добыча газа составила 315,71 млрд м³ (увеличение на 0,024 млрд м³ или 0,01%). При этом действующими к концу разработки остаются 26 скважин. Период разработки составил 33 года. Пластовое давление в районе эксплуатационных скважин к концу разработки составляет 1,24 МПа. Таким образом, по результатам расчетов, дополнительный вариант оказался достаточно эффективным с точки зрения достижения заданного уровня накопленного отбора (разница 0,02 млрд м³ или 0,01%) и применения конструкций скважин, обеспечивающих минимальное продвижение конусов ГВК к забоям.

Сводные технологические показатели разработки по рассмотренным вариантам разработки залежи Семаковского месторождения представлены в таб. 1.

Итоги

Сравнение технологических расчетов разработки Семаковского месторождения позволило выявить устойчивость проектного уровня добычи газа к возможным рискам увеличения активности подошвенных вод: возможное изменение коэффициента конечной газоотдачи не превышает 0,5%. Однако следует отметить, что в результате увеличения активности водонапорного бассейна добавляются ремонтные работы на скважинах по водоизоляции обводненных интервалов вскрытия пласта, что приводит к дополнительным экономическим затратам на проведение этих работ.

Выводы

Приведенные результаты доказывают целесообразность оценки и учета геологических рисков при формировании основных технических решений на стадии проектирования разработки. Очевидна необходимость продолжения работ, связанных с исследованиями в этой области, формализацией соответствующих процедур и созданием регламентирующей документации.

Список литературы

1. Кирсанов С.А., Зинченко И.А., Красовский А.В. Учет геологических рисков при проектировании разработки месторождений природного газа // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. № 2. С. 44–49.
2. Ершов С.Е., Меркулов А.В., Кирсанов С.А., Красовский А.В., Свентский С.Ю., Лысов А.О. Моделирование реакции водонапорного бассейна при разработке залежи на истощение с оценкой влияния водорастворенного газа на динамику внедрения пластовой воды // Газовая промышленность. 2014. № 12. С. 18–21.

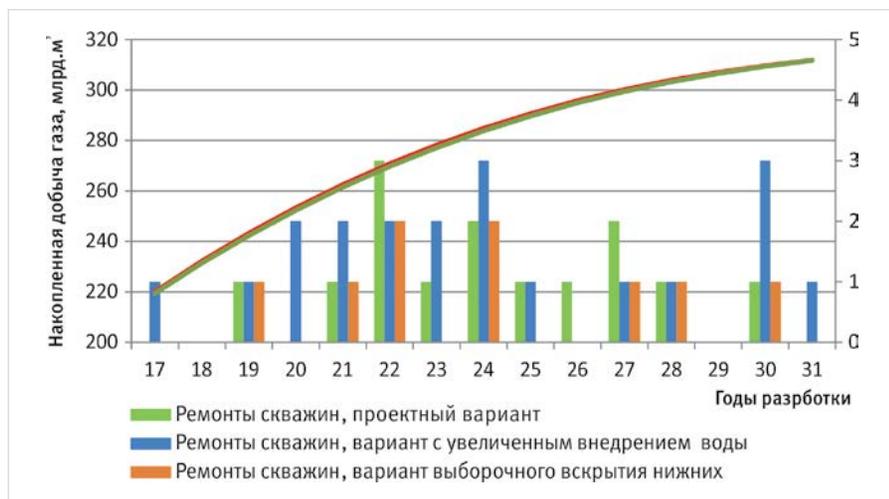


Рис. 4 — Динамика накопленных отборов и ремонтов скважин по проектному варианту на исходной и модифицированных моделях

Показатели	Варианты разработки		
	основной	модифицированный аквифер	дополнительный
1. Годовая добыча газа, млрд м ³	16	16	16
2. Фонд скважин, единиц	49	49	49
3. Суммарная добыча газа на 15 год разработки, млрд м ³	192,12	192,38	192,10
4. Год окончания расчетов	33	32	33
5. Суммарная добыча газа, млрд м ³	315,68	313,73	315,71
6. Газоотдача на конец расчетов, %	86,00	85,47	86,00
7. Период постоянных отборов, лет	7	7	7
8. Конечное пластовое давление в эксплуатационных скважинах, МПа	1,20	1,23	1,20
9. Фонд скважин на конец разработки, единиц	27	25	26
10. Количество ремонтов, единиц	14	20	9

Таб. 1 — Сводная таблица технологических показателей вариантов разработки

Geological risks in the project development on the territory of the Semakovskoe gas field

Authors:

Sergey A. Kirsanov — Ph.D., deputy head of the department 307/5¹; S.Kirsanov@adm.gazprom.ru

Igor' A. Zinchenko — Ph.D., head of the department 307/5¹; I.Zinchenko@adm.gazprom.ru

Aleksandr V. Krasovskiy — Ph.D., act. deputy general director of technical science²; AKrasovskiy@gazpromproject.ru

Sergey L. Golofast — Sc.D., professor; trasser@inbox.ru

¹PJSC "Gazprom", Saint-Petersburg, Russian Federation

²"Gazprom-Project", Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

The article illustrates the relevance of the probabilistic nature of the input data, geological structure, using basic engineering solutions, look-ahead calculations, development parameters, taking into account project effectiveness evaluation (as exemplified by Semakovskoe gas field).

Materials and methods

To construct 3D geological-technological model "Schlumberger Eclipse" simulator was used, cost-effectiveness analysis of engineering parameters of field development plan was carried out, according to the methods of economic efficiency evaluation

of investment projects in the form of capital investments of JSC "Gazprom" (09.09.2009, No. 01/07-99).

Results

The comparison of calculations of Semakovskoe field technological development helps to identify the sustainable projected level of gas production in comparison with possible risks due to increased activity of the bottom waters: possible change of ultimate gas recovery ratio does not exceed 0.5%. However, it should be noted that as a result of increased activity of the aquifer basin it is necessary to add repair works on wells for water insulation of strata's watered intervals, which lead to

additional economic expenditures for carrying out these works.

Conclusions

The results prove practicability of evaluation and geological risks inventory, forming basic engineering solutions at the design stage of development.

The necessity of further investigations in the area, standardization of the related procedures and creation of controlling documents, is evident.

Keywords

field development, geological model, technological development parameters, project efficiency

References

1. Kirsanov S.A., Zinchenko I.A., Krasovskiy A.V. *Uchet geologicheskikh riskov pri proektirovani razrabotki mestorozhdeniy prirodnogo gaza* [Geological risks in natural gas field development project]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2014, issue 2, pp. 44–49.

2. Ershov S.E., Merkulov A.V., Kirsanov S.A., Krasovskiy A.V., Svetskiy C.Y., Lysov A.O. *Modelirovanie reaktsii vodonapornogo basseyna pri razrabotke zalezhi na istoshchenie s otsenкой vliyaniya vodorastvorennoy gaza na dinamiku vnedreniya*

plastovoy vody [Modelling of aquifer basin reaction during depletion reservoir development using assessment of water dissolved gas impact on strata water implementation dynamics]. *Gas industry*, 2014, issue 12, pp. 18–21.



www.surel.ru



ООО «СУРЭЛ»

190020, Россия, г. Санкт-Петербург

Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н

т.: (812) 786-50-39, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94

ф.: +7 (812) 786-50-39, 252-76-76, 327-91-76

surel@sp.ru

ПОЛИУРЕТАНЫ СИЛОКСАНЫ СИЛИКОНЫ

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году. Ведущее предприятие по производству силиконовых и уретановых эластомеров.

НОМЕНКЛАТУРА ПРОДУКЦИИ:

1. ПОЛИУРЕТАНЫ

- форполимеры (преполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору от 35 до 95 А, по Шору – 55,60 D.
- форполимеры (преполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердостью по Шору 70,75,80D.
- форполимеры (преполимеры) на основе капролактона для производства эластомеров.

Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А 60, 75, 90.

- защитные полиуретановые покрытия (АИП);
- универсальное связующее для резиновой крошки;
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения для изготовления эластомеров;
- радиационно-термо-морозо-агрессивостойкие фторуретаны для производства эластомеров.

2. СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

- силиконовые композиции (силиконовые) композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

3. ОТВЕРДИТЕЛИ

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.