

## СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

О.М. Ермилов<sup>1</sup>, А.Н. Лапердин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром добыча Надым», 629730, ЯНАО, Надым, ул. Зверева, 1, Россия

<sup>2</sup>ООО «ТюменНИИгипрогаз», 625019, Тюмень, ул. Воровского, 2, Россия

Рассмотрены современные представления об особенностях строения основных продуктивных сеноманских комплексов севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Выделены главнейшие направления геологического изучения и разработки газовых месторождений.

*Сеноманские газовые залежи, месторождения, оценка запасов углеводородного сырья, север Западной Сибири, геология и разработка.*

### A SYSTEM ANALYSIS OF GEOLOGICAL-FIELD AND TECHNOLOGICAL INFORMATION DURING THE DEVELOPMENT OF RAW HYDROCARBON DEPOSITS

O.M. Ermilov and A.N. Laperdin

Modern views on the structure of the main productive Cenomanian complexes in the north of the Siberian Platform are presented. Main zones of oil and gas accumulation are determined. An appraisal of the predicted resources is given, and methods for their development are recommended.

*Cenomanian gas deposits, fields, raw hydrocarbon reserves estimation, north of the Siberian Platform, geology and development*

А.А. Трофимук проблеме освоения нефтяных и газовых месторождений всегда придавал особое значение [Трофимук, 1936, 1939, 1947, 1948, 1953; и др.]. В 1950 г. А.А. Трофимук был удостоен Сталинской (Государственной) премии I степени за разработку и освоение законтурного заводнения Туймазинского нефтяного месторождения, значительно повысившего его нефтеотдачу [Трофимук, 1936, 1939, 1947, 1948, 1953]. Его идеи нашли самое широкое применение в современной теории и практике нефтегазодобычи.

История освоения газовых месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции включает в себя три основных этапа. Первый этап начался с открытия в 50-х годах прошлого века сравнительно небольших по размерам газовых залежей в Березовской нефтегазоносной области. Начало второго этапа (1970-е годы) характеризуется ускоренной разведкой и вводом в разработку уникальных по размерам и геологическому строению месторождений на севере Ямало-Ненецкого автономного округа — Медвежьего (1972 г.), Уренгойского (1978 г.), Ямбургского (1985 г.) и др. [Вяхирев, Коротаев, 1999]. Но время уникальных и гигантских месторождений уходит в прошлое, и на первый план выдвигаются проблемы разработки средних, по меркам Западной Сибири, залежей, что связано с началом третьего этапа. Сегодня в разработке находятся сеноманские газовые залежи Вынгапуровского, Комсомольского, Западно-Таркосалинского, Юбилейного, Ямсовейского и других месторождений.

В настоящее время отбор газа из сеноманских газовых залежей севера Западной Сибири составляет 78 % в балансе общероссийской добычи. Ближайшие перспективы развития отечественной газовой промышленности также связаны с разведкой и разработкой сеноманских залежей, поскольку они характеризуются достаточно большими геологическими запасами газа, высокой потенциальной продуктивностью, а следовательно, и приоритетными условиями освоения.

Каждому из этапов присущи свои особенности, связанные с геологическим строением. Изучение этих особенностей и опыта разработки газовых месторождений Крайнего Севера позволяет выделить важнейшие проблемы, на решение которых необходимо в первую очередь направить научные исследования. На стадии первичного проектирования основные вопросы связаны с необходимостью принятия управленческих решений в условиях неопределенности геологической, геофизической и промысловой информации. В этих условиях разработка способов надежной оценки фильтрационно-емкостных параметров залежей углеводородов является наиболее актуальной задачей.

Важнейшим критерием, определяющим стратегию и тактику освоения месторождений, являются начальные и дренируемые запасы углеводородного сырья, их распределение по площади и разрезу. Об актуальности этой проблемы свидетельствует тот факт, что оценки, полученные в разное время разными методами, могут отличаться от первоначальных в два и более раза. Отсюда вытекает вторая проблема

геолого-промыслового обоснования рациональной разработки — объективная оценка запасов углеводородного сырья на разных стадиях освоения [Масленников, Ремизов, 1993; Ермилов и др., 2003; Меньшиков и др., 2010].

Проблема представительности геолого-промысловой информации проявляется не только на этапе геологического изучения, но и еще в большей мере, в процессе эксплуатации месторождений. Опыт разработки сеноманских залежей севера Западной Сибири показывает, что геологическая неоднородность оказывает существенное влияние на динамические процессы, происходящие в продуктивных пластах. Активность водонапорного бассейна проявляется уже на начальных стадиях эксплуатации, что в значительной мере осложняет управление разработкой. Исходя из этого, можно сформулировать третью проблему — необходимость совершенствования методов геологического и гидродинамического моделирования процессов, протекающих в залежах при нарушении равновесия пластовой системы [Management..., 2003; Ермилов и др., 2007].

Особенности геологического строения месторождений Крайнего Севера, связанные с большими размерами структур, изменчивостью коллекторских свойств, активным водонапорным бассейном, требуют разработки нетрадиционных подходов к их освоению, увязки геологических и промысловых критериев для обеспечения рационального использования недр, т.е. системного подхода к изучению геолого-технологических проблем.

Геолого-промысловые основы рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений заложены в трудах таких выдающихся ученых, как А.А. Ханин, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, В.И. Ермаков и другие [Конторович и др., 1975; System, 2000; Methods, 2001; Menegement, 2003; Особенности..., 2004]. Большой вклад в решение проблем повышения эффективности добычи газа внесли З.С. Алиев, С.Н. Закиров, К.С. Басниев, Г.А. Зотов, А.И. Гриценко, П.Т. Шмыгля, Е.М. Нанивский [Гриценко и др., 1992; Эксплуатация..., 1995].

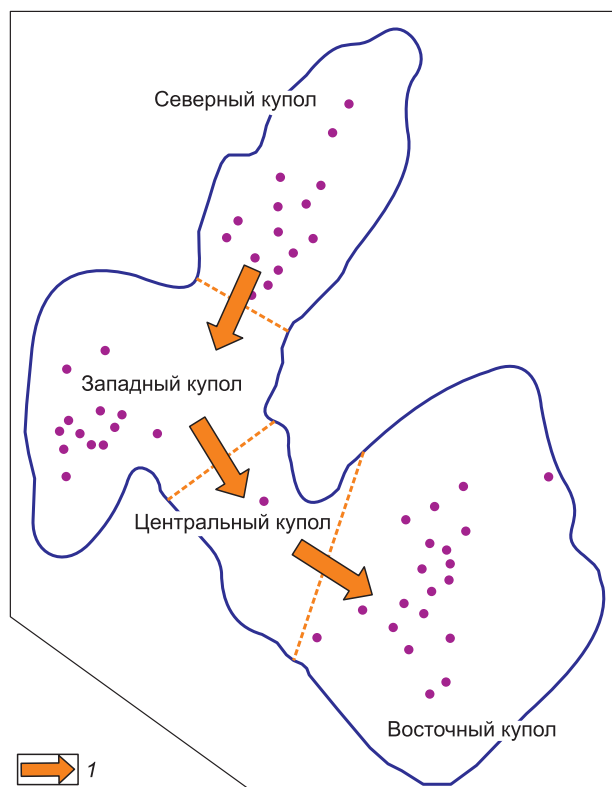
Повышение эффективности разработки залежей углеводородного сырья невозможно без знаний об их природе, истории и геологическом строении. Изучение месторождений преследует основную цель — создание достоверной картины их геологического строения, т.е. установление и описание их структуры. Модель геологического строения залежи, возникающая как реализация системного подхода, служит основой для решения практических задач промысловой геологии и проведения прогнозных газогидродинамических расчетов. Специфичность методов обработки геологической и промысловой информации как в процессе разведки, так и при разработке залежей, состоит в том, что наблюдения носят дискретный характер, в связи с чем при переносе их на весь объект неизбежно применение современных математических методов обработки больших объемов информации.

В процессе разработки месторождений особенно остро встает проблема получения непрерывной

(поинтервальной) информации о коллекторских свойствах продуктивной толщи по разрезу каждой скважины. Практически единственным источником такой информации являются результаты промыслово-геофизических исследований скважин, так как при бурении эксплуатационных скважин керн в основном не отбирается, а данные газодинамических исследований дают только интегральную характеристику разреза и, как правило, искажены вследствие недостаточного освоения призабойной зоны.

В настоящее время имеется возможность строить достаточно детальные геологические модели с использованием математических методов на основе системного подхода [Регулирование..., 1991; Геолого-технологические принципы..., 1996; Ермилов и др., 2003].

Геологические модели залежей являются основой для моделирования процессов разработки. Идея автоматизации управления разработкой месторождений не нова. Достаточно полное отражение она нашла в работах С.Н. Закирова, А.И. Гриценко, Ю.Н. Васильева, Е.М. Нанивского, С.В. Колбикова и других. В начале 80-х годов минувшего века ши-



**Рис. 1.** Двухмерная модель сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения.

**Рис. 2. Схема двухмерной слоистой модели.**

рокое распространение получили многочисленные комплексы двухмерного сеточного моделирования (рис. 1) [Геолого-технологические принципы..., 1996; Вяхирев, Коротаев, 1999].

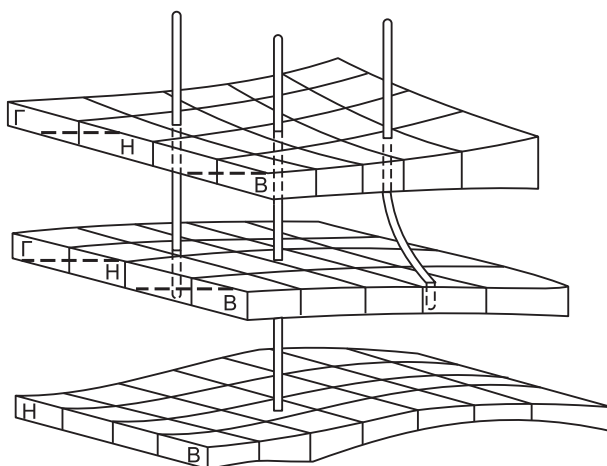
В.П. Гороховым, А.С. Гацолоаевым и другими были построены сеточные модели практически для всех разрабатываемых сеноманских залежей севера Тюменской области. Следует отметить, что уже на этом этапе авторами использовались элементы системного подхода к проблемам моделирования разработки. В настоящее время автоматизированный комплекс эффективно применяется для оперативного управления их разработкой.

В последние годы лидирующую позицию занимают методы трехмерного геологического и гидродинамического моделирования. Первым шагом в приближении к созданию трехмерных газогидродинамических моделей явилось последовательное использование систем двухмерных моделей (рис. 2). Однако широкого распространения они не получили.

Пример трехмерного представления модели приведен на рис. 3. Современные программные комплексы моделирования позволяют изучать процесс разработки залежей нефти и газа как единый организм, представляющий систему пласт—скважины—наземное оборудование—потребитель и реагирующий на изменение параметров работы его отдельных частей [Ермилов и др., 2003].

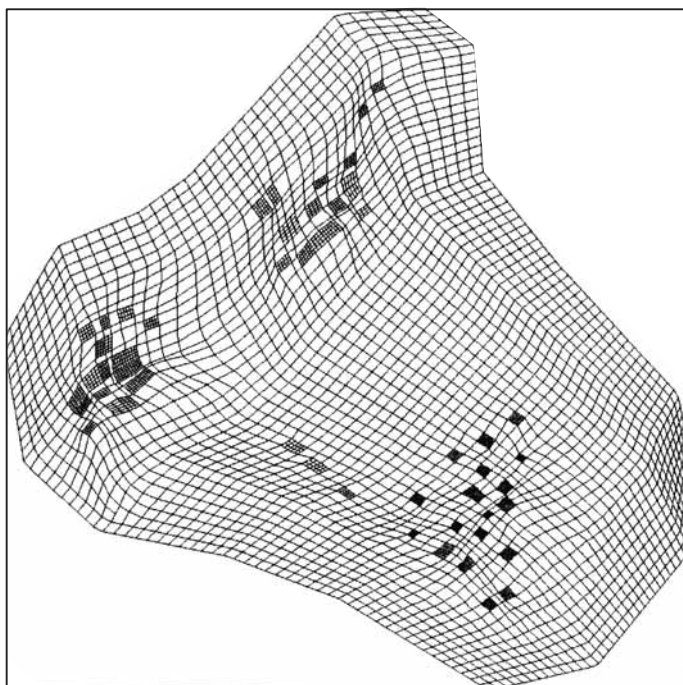
Геолого-технологическое моделирование является инструментом в сложном процессе принятия решений, правильный выбор которых возможен только на основе принципов системного подхода. В практических задачах исследований сложных объектов, системный подход реализуется в виде системного анализа, который представляет собой совокупность методов и средств, ориентированных на рационализацию процессов принятия решения применительно к решаемым прикладным задачам (рис. 4). Именно на основе принципов системного подхода реализуется идея стадийности разработки месторождений. В работах С.Н. Закирова, А.П. Крылова и других доказана целесообразность использования этапа опытно-промышленной разработки (ОПР). Применительно к Медвежьему месторождению этот принцип был реализован в полной мере. Если первым проектным документом (1971 г.) предусматривалось бурение 280 скважин, то фактический фонд на сегодняшний день превышает ранее принятый почти в 2 раза.

Важной особенностью распределения ресурсов газа и нефти в Западной Сибири является весьма отчетливая пространственная их разобщенность. Так, более 85 % разведанных запасов газа заключено в чисто газовых залежах. При этом основные из них приурочены к апт-сеноманскому газоносному комплексу северных районов, перекрытому мощной толщей глин турон-олигоценного возраста.



По современным научным представлениям, такое распределение обусловлено различием геолого-геохимических условий образования и накопления газа и нефти.

Сеноманский продуктивный комплекс Западно-Сибирской провинции общей мощностью от 300 до 1000 м регионально развит в Ямальской, Надым-Пурской, Гыданской, Среднеобской и других нефтегазоносных областях. Комплекс содержит около двух третей запасов газа промышленных категорий по Тюменской области. Залежи по степени сложности весьма разнообразны: от простейших однофазных пластово-массивных до двух- и



**Рис. 3. Вид гидродинамической сетки Комсомольского месторождения.**



**Рис. 4. Системный анализ разработки нефтегазовых залежей на основе программных комплексов трехмерного моделирования.**

трехфазных, осложненных тектоническими нарушениями. Несмотря на региональную протяженность и обширное площадное распространение, комплекс характеризуется близостью и общностью основных геолого-геофизических характеристик входящих в него газовых залежей. К ним относятся: сравнительно небольшая глубина залегания; сходные условия осадконакопления; общие особенности тектонического развития района и процесса образования ловушек; наличие единого водонапорного бассейна; близкий состав газа.

Несмотря на это, в продуктивной толще сеномана отмечается сильная изменчивость литологического состава, значительная слоистая неоднородность, неравномерная глинистость, сильная расчлененность разреза. Разрезы скважин, как правило, по материалам ГИС не коррелируются или коррелируются с трудом. По результатам ГИС следует отметить, что даже в эксплуатационных скважинах, расположенных в пределах одного куста, на расстояниях от 50—70 до 150—200 м, разрезы часто практически не сопоставимы.

Важной составляющей эффективного управления разработкой является контроль за вторжением пластовой воды и регулирование обводнения залежей, участков, отдельных скважин, что требует оценки геологических параметров водонапорного бассейна. В разрезе осадочного чехла Западной Сибири вскрыты два мощных водонапорных комплекса: верхневаланжин-барремский и апт-сеноманский, перекрытые регионально выдержанным турон-палеогеновым водоупором мощностью до 670 м, над которым залегает олигоцен-четвертичный водоносный горизонт. Результаты определений по керну свидетельствуют, что водонасыщенные коллекторы, так же как и газонасыщенные, характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость достигает 36.6 %, проницаемость — 2.1 мкм<sup>2</sup>. Эти особенности определяют активное влияние водонапорного бассейна на процесс разработки газовой залежи. Как показывает опыт, проявление упруговодонапорного режима отмечается уже на ранних стадиях эксплуатации.

Опыт проектирования и анализа разработки Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, Вынгапуровского и других месторождений позволил выявить ряд особенностей, характерных для большинства газовых залежей севера Западной Сибири. Большие размеры структур, уникальные запасы газа, определили необходимость поэтапного ввода их в эксплуатацию. Естественно, это отражается на процессах, происходящих в залежах. Неравномерно обрабатываются различные участки, что ведет к нерациональным внутрипластовым перетокам газа, перераспределяются пластовые давления, формирование региональной депрессионной воронки растягивается на длительное время. Например, на Медвежьем месторождении, к моменту ввода в эксплуатацию самой северной УКПГ-9 (установка комплексной подготовки газа) на участке первоочередной УКПГ-2 было отобрано уже 35 % газа. При этом следует отметить, что пластовое давление каждого вновь вводимого в эксплуатацию участка было ниже начального на 0.1—0.3 МПа. В таких условиях затрудняется контроль за процессами, происходящими в залежах, и

управление разработкой месторождений, прогнозирование изменения геолого-технологических показателей. Положение осложняется недостаточной изученностью месторождений. Обычно залежи имеют более или менее геологически обособленные блоки со сходной литологией, фильтрационно-емкостными характеристиками, выделить которые на стадии разведки, в связи с дефицитом промыслово-геологической информации, не представляется возможным.

Сеноманские залежи на севере Тюменской области относятся к массивному или пластово-массивному типу, т.е. подстилаются пластовой водой по всей площади газоносности. Поэтому повсеместно применяется центрально-групповая схема расположения эксплуатационных скважин, оправдавшая себя на практике. Но при этом эксплуатационным бурением охватывается лишь незначительная часть площади. Так, на Вынгапуровском месторождении площадь эксплуатационного поля составляет 23 %, а на Северо-Уренгойском — только 10 % от всей площади залежи, в связи с чем обостряется проблема равномерной отработки запасов газа по площади и разрезу, возрастает опасность защемления целиков газа в периферийных частях структуры.

Характерной особенностью исследуемых газовых залежей является большой этаж газоносности. Так, на Уренгойском месторождении он достигает 260 м. Для равномерной отработки запасов по разрезу применяется дифференцированная система вскрытия продуктивных горизонтов, предусматривающая перфорацию разреза пропорционально удельным запасам газа, т.е. преимущественно вскрываются верхняя и средняя части разреза, а следовательно, затрудняется отработка запасов и снижается газоотдача для нижней приконтактной зоны. При этом подавляющее большинство скважин не вскрывают газовой контакт, что значительно снижает эффективность промыслового контроля за обводнением залежи и скважин в процессе разработки.

Проблема обводнения залежи в условиях сеномана имеет принципиально важное значение. С одной стороны, за счет внедрения подошвенных вод, замедляющих темп снижения пластового давления, на Медвежьем, Уренгойском и Вынгапуровском месторождениях за время эксплуатации дополнительно получено от 24 до 180 млрд м<sup>3</sup> газа, а период бескомпрессорной добычи продлен на один—два года. С другой, — влияние пластовой воды отрицательно сказывается на технологических режимах эксплуатации скважин. Нередки случаи преждевременного обводнения скважин, в первую очередь, перфорированных в нижних частях разреза. При этом снижаются прочностные свойства и возрастает опасность разрушения пород-коллекторов в призабойной зоне.

Указанные особенности требуют выработки единой методологии определения геолого-промысловых и технологических параметров, подсчета и уточнения запасов свободного газа, проектирования и управления разработкой месторождений.

Из анализа характерных геолого-промысловых особенностей и условий эксплуатации газовых месторождений севера Тюменской области вытекают основные задачи рационального управления их разработкой: прогноз изменения технологических показателей во времени, оперативное перераспределение отборов газа по площади и разрезу залежи, обеспечивающее максимальную текущую и конечную газоотдачу, установление оптимальных технологических режимов работы скважин, предотвращение обводнения залежи и разрушения пород в призабойной зоне. Поставленные задачи решаются на основе единой геолого-газогидродинамической модели, включающей все элементы сложной геолого-технической системы залежь—скважина—газосборные сети—подготовка—транспорт газа.

Анализ результатов обработки данных промыслово-геофизических исследований свидетельствует о невозможности прямого переноса существующих методов на специфичные условия газовых месторождений севера Западной Сибири. Установлено, что коэффициент пористости коллекторов сеномана вполне надежно определяется по зависимости  $K_{II} = f(\alpha_{ПС})$ . Не менее информативны методы, основанные на определении удельного электрического сопротивления горных пород. Следует подчеркнуть, что зависимости между петрофизическими и геофизическими характеристиками носят строго индивидуальный характер, присущий только сеноманским залежам (рис. 5) [Ермилов и др., 2007].

**Рис. 5. Обобщенная зависимость коэффициента пористости от относительной амплитуды ПС для пласта ПК<sub>1</sub> месторождений Пуровского нефтегазонасного района.**

Месторождения: 1 — Еты-Пуровское, 2 — Западно-Таркосалинское, 3 — Харампурское, 4 — Тарасовское.

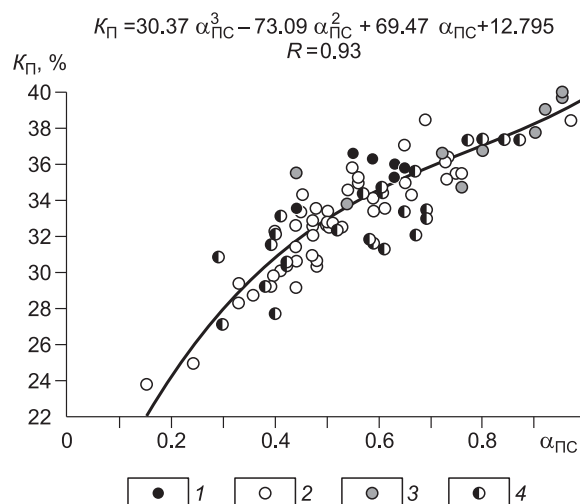


Таблица 1. Погрешности определения геолого-промысловых параметров газовых месторождений на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ)

Параметр	Месторождение				
	Медвежье	Медвежье (ОПЭ)	Уренгой	Вынгапур	Ямбург
Площадь газоносности, %	11.9	8.5	8.6	7.7	13.5
Эффективная газонасыщенная толщина, %	13.5	14.5	17.0	11.1	15.0
Глубина кровли сеноманской толщи, м	7.7	5.4	7.1	5.6	8.1
Отметка ГВК, м	4.0	4.0	3.7	2.0	3.7
Открытая пористость, %	1.3	1.3	1.3	1.2	1.3
Газонасыщенность, %	3.2	3.0	2.3	2.3	2.4
Начальное пластовое давление, МПа	0.12	0.1	0.16	0.08	0.16
Проницаемость, %	32	—	36	28	31
Запасы газа, %	18.5	17.2	19.4	16.3	20.2

Изменчивость геолого-физических свойств залежей и дискретный характер получаемых данных определяют необходимость оценки степени достоверности используемой информации. При этом наряду с оценкой точности индивидуальных (единичных) значений параметров, определяющее значение имеет оценка точности параметров, связанная с их распределением в объеме залежи, т.е. с геологической неоднородностью. К таким параметрам относятся параметры формы залежи, ее свойств и внутренней структуры.

В табл. 1 приведены результаты исследований по оценке погрешностей определения основных геолого-промысловых параметров на стадии разведки месторождений газа в Западной Сибири.

В результате проведенных работ по оценке точности исходной геолого-промысловой информации появляется возможность перехода к оптимизации уровней изученности геологического строения залежи.

Имеется ряд публикаций, которые позволяют обоснованно подходить к формированию критериев оптимальной степени изученности залежей [Масленников, Ремизов, 1993; Меньшиков и др., 2010]. Например, в работах Л.Д. Кноринга приведена зависимость убытков в разработке месторождений, вызванных ошибками определения параметров залежи (рис. 6). Видно, что завышение объемных параметров по сравнению с их истинными значениями ведет к значительному увеличению затрат на эксплуатацию залежей углеводородов. Однако их занижение приводит к отрицательным величинам убытков или к кажущемуся снижению себестоимости добычи углеводородного сырья. Логическое объяснение этому найти нетрудно. Очевидно, ущерб от недостатка информации и несовершенства решений, заложенных в проект разработки, в этом случае полностью или частично компенсируется приростом запасов углеводородного сырья или улучшением производительности скважин. В такой постановке теоретическая зависимость ущерба при разработке месторождения от точности исходных параметров, в общем случае должна являться кривой второго порядка и иметь минимум при абсолютно точно известных значениях параметров. Теоретического максимума убытки в разработке достигают при относительных ошибках подсчета запасов  $M = -100\%$  и численно равны средствам, вложенным в обустройство месторождения. Завышение же значений параметров (пористость, проницаемость, эффективная толщина и др.) также ведет к ущербу при разработке, хотя и не столь ощутимому, чем их занижение.

На рис. 7 приведены зависимости затрат на разведку основных сеноманских газовых залежей от относительной погрешности подсчета запасов газа. Фактические значения с достаточной достоверностью (корреляционное отношение 0.87—0.92) аппроксимируются в области реальных значений погрешностей следующими уравнениями:

Уренгойское месторождение:

$$f(M) = \frac{355.4}{M} - 3.22, \quad (1)$$

Медвежье месторождение:

$$f(M) = \frac{283.8}{M} - 1.53, \quad (2)$$

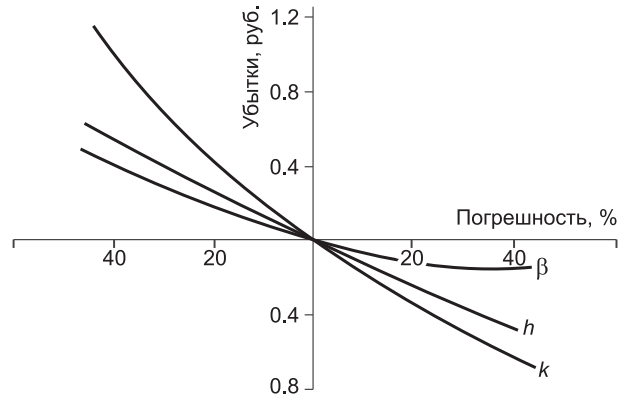
Вынгапуровское месторождение:

$$f(M) = \frac{266.2}{M} - 1.83, \quad (3)$$

где  $M$  — относительная погрешность подсчета запасов газа (%).

**Рис. 6. Удельные убытки в разработке, вызванные ошибками определения параметров залежи.**

$h$  — толщина коллектора;  $k$  — проницаемость;  $\beta$  — нефтенасыщенность.



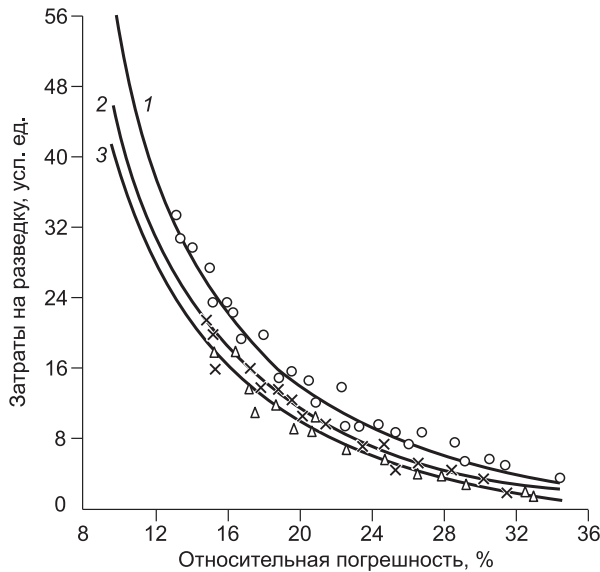
Значительно сложнее оценить ущерб при разработке от недоразведанности месторождения. Упрощенная схема такой оценки, учитывающая только затраты на разбуривание залежи эксплуатационными скважинами, приведена на рис. 8.

Результаты геолого-экономической оценки приведены в табл. 2. Видно, что если крупнейшие месторождения севера Западной Сибири к моменту окончания разведки оказались неподготовленными к проектированию рациональной разработки, то уровень изученности средних (по северным масштабам) залежей превышает необходимый для принятия оптимальных технических решений.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что широко применяемая в настоящее время жесткая схема проектирования разработки, при которой основные проектные решения не подлежат пересмотру в течение определенного периода времени (например при разбуривании залежи), не отвечает требованиям минимизации затрат. В связи с этим, для оптимизации разработки особое значение приобретает процесс опытно-промышленной эксплуатации месторождений (ОПЭ), одной из главных задач которого является уточнение промыслово-геологических параметров и технологических показателей разработки. Именно на этапе ОПЭ возможно адаптивное управление проектированием, что особенно важно на крупных месторождениях, поскольку риск безвозвратных потерь возрастает по мере увеличения геометрических размеров залежей и усложнения геологического строения.

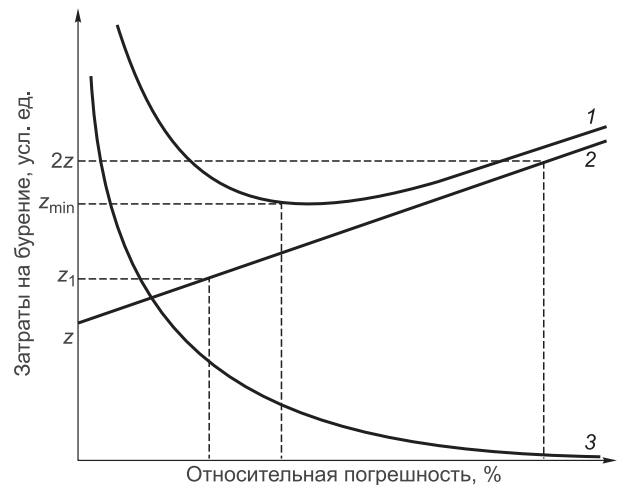
Но не только величина запасов газа и объемные параметры залежей определяют рациональную разработку месторождений. На стадиях проектирования и управления разработкой особую роль приобретает установление оптимальных технологических режимов работы газовых скважин [Эксплуатация..., 1995].

Одним из важнейших условий рациональной добычи газа является сохранение целостности пород-коллекторов призабойной зоны, которое, в свою очередь, определяется их механическими свойствами, величинами депрессий на пласт, продуктивными характеристиками работающих интервалов.



**Рис. 7. Статистические зависимости затрат на разведку от погрешности подсчета запасов.**

Месторождения: 1 — Уренгойское, 2 — Медвежье, 3 — Вынгапуровское.



**Рис. 8. Схема оценки затрат на эксплуатационное бурение в зависимости от погрешности подсчета запасов.**

1 — совместные затраты, 2 — затраты на эксплуатационное бурение, 3 — затраты на разведку.

Таблица 2. Оптимальные погрешности подсчета запасов для газовых месторождений севера Западной Сибири

Месторождение	Запасы газа, %	Количество разведочных скважин, шт.	Фактическая погрешность подсчета запасов, %	Оптимальная величина погрешности, %
Уренгойское	100	48	20.4	9
Ямбургское	70	29	20.2	8
Заполярное	36	26	18.0	13
Медвежье	30	26	18.5	16
Комсомольское	11	33	27.0	32
Юбилейное	6	11	22.3	37
Вынгапуровское	5	11	16.3	31

Анализ и обобщение полученных результатов позволил предложить методику оценки механических свойств горных пород, слагающих сеноманские продуктивные отложения. Ниже, в табл. 3 и на рис. 9, приведены обобщенные зависимости прочности пород-коллекторов ( $\delta$ ) от их плотности ( $\rho$ ) и открытой пористости ( $m$ ).

Анализ экспериментальных данных показал, что при прочих равных условиях (плотность, открытая пористость и т.д.) прочность водонасыщенных пород составляет от 0 до 60 % от их прочности в сухом состоянии, что имеет принципиальное значение в условиях обводнения сеноманских скважин в процессе разработки.

Использование полученных результатов в практике управления технологическими процессами предполагает установление оптимальных режимов работы газовых скважин. Для решения этой задачи проводятся исследования скважин при стационарных режимах фильтрации газа. Между тем существующие методы обработки результатов исследований не в полной мере удовлетворяют требованиям объективности и представительности информации. Строгая постановка задачи оценки фильтрационных коэффициентов методом наименьших квадратов состоит в минимизации суммы квадратов отклонений расчетных значений зависимой переменной от фактических.

Уточнение фильтрационных характеристик призабойных зон скважин приводит к мысли о возможности оптимизации рабочих дебитов. На рис. 10 приведена схема изменения удельных потерь давления на единицу дебита, в призабойной зоне (*a*) и в лифтовых трубах (*b*). При движении газа в пористой среде к забою скважины удельные потери растут при увеличении отборов, а в лифтовых трубах — уменьшаются. Отсюда следует, что при определенном значении производительности суммарные удельные потери давления в системе пласт—скважина будут минимальными и обусловлены комплексом как геолого-промышленных, так и технологических параметров. Проведя определенные математические преобразования, можно получить условие для расчета оптимального дебита, при котором удельные потери давления в системе пласт—скважина будут минимальны:

$$Q_{\text{опт}} = P_{\text{пл}} \sqrt{\frac{e^{2S} - 1}{b + \Theta}}, \quad (4)$$

где  $Q_{\text{опт}}$  — оптимальный дебит;  $P_{\text{пл}}$  — текущее пластовое давление;  $e^{2S}$  — коэффициент, учитывающий столб газа в скважине;  $\Theta$  — коэффициент потерь давления в скважине;  $b$  — коэффициент фильтрационного сопротивления.

На рис. 11 приведены примеры расчета удельных потерь давления для скважин, вскрывающих сеноманские продуктивные отложения Крайнего Севера. Как следует из рис. 11, величины оптимальных дебитов могут изменяться в весьма широких пределах. По мере снижения пластовых давлений, величины оптимальных дебитов пропорционально уменьшаются.

Таблица 3. Зависимости прочностных свойств пород-коллекторов сеноманских залежей от плотности и пористости

Схема исследований	Месторождение	Вид зависимости	Корреляционное отношение
Одноосное сжатие	Уренгой	$\delta = 0.003 \rho^{9.6127}$	0.92
	Вынгапур	$\delta = 29.98 (I - m)^{9.3449}$	0.96
	Уренгой	$\delta = 0.0008 \rho^{10.9684}$	0.98
	Вынгапур	$\delta = 23.82 (I - m)^{10.4394}$	0.93
Растяжение	Уренгой	$\delta_{\rho} = 1.85 \times 10^{-5} \rho^{9.6127}$	0.96



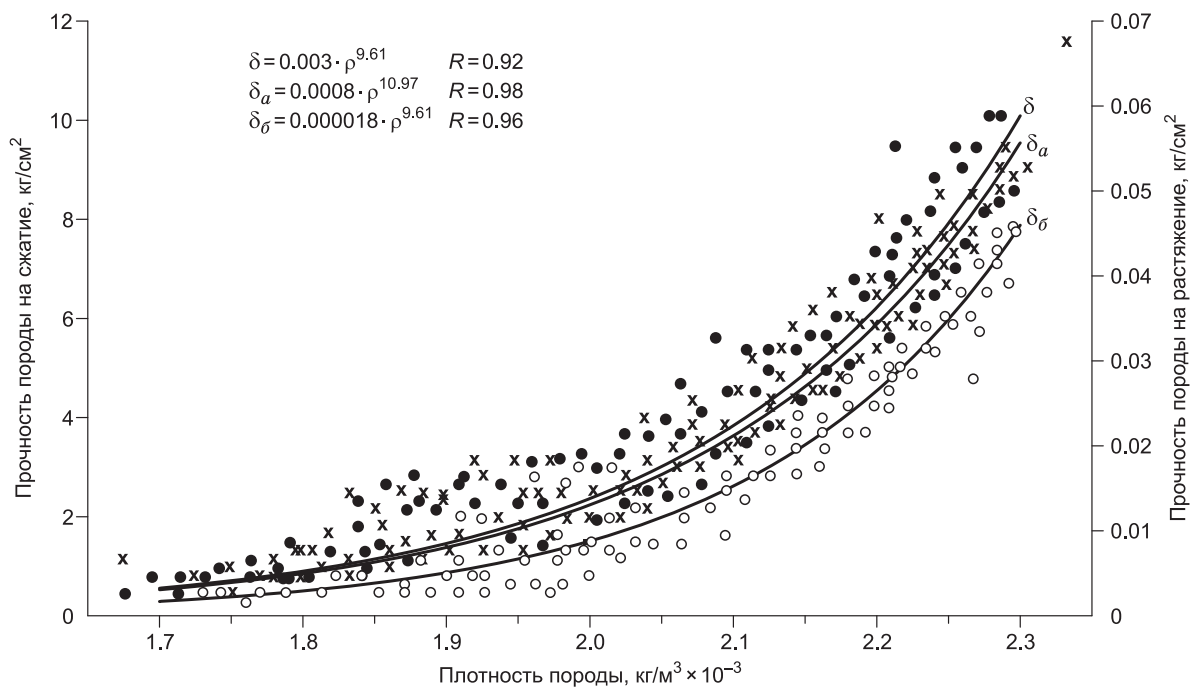


Рис. 9. Зависимости прочности пород-коллекторов сеноманских газовых залежей от их плотности.

Сопоставление различных подходов к оценке начальных запасов газа показывает, что обычно их результаты не совпадают. Например, результаты пересчета начальных запасов газа сеноманской залежи Вынгапуровского месторождения, проведенного объемным методом и методом материального баланса в 1987 г., различались между собой на 25—30 %, а расхождение с первоначальным подсчетом достигало 100 %. Очевидно, это связано с наличием как случайных, так и систематических ошибок при применении того или иного метода.

Из анализа основных подходов к оценке запасов следует, что чем бóльшая величина запасов газа получена объемным методом, тем больший (при прочих равных условиях) рассчитанный объем внедрившейся в залежь воды. В случае применения метода материального баланса эта зависимость имеет обратный вид. Иными словами, увеличение запасов газа (завышение емкостных параметров) объемным методом ведет к увеличению объема внедрившейся воды, что, в свою очередь, снижает рассчитанную величину начальных запасов газа по методу материального баланса. В такой постановке задача подсчета начальных запасов свободного газа решается как оптимизационная. Доказано, что начальные запасы газа, удовлетворяющие одновременно условиям объемного метода и метода материального баланса определяются по следующей формуле:

$$Q_3 = \frac{\bar{P}_H Q(t)}{\bar{P}(t) \frac{h_{ГВК}}{h_{об}} \left( 1 - \frac{K_{Г0}}{K_{ГН}} \right) + \bar{P}_H - \bar{P}(t)}, \quad (5)$$

где  $\bar{P}_H = P_H / Z_H$ ;  $\bar{P}(t) = P(t) / Z_t$ ;  $Q_3$  — запасы газа;  $P_H$  — начальное пластовое давление;  $P(t)$  — пластовое давление в текущий момент времени  $t$ ;  $Z_H, Z_t$  — начальный и текущий коэффициенты сверхсжимае-

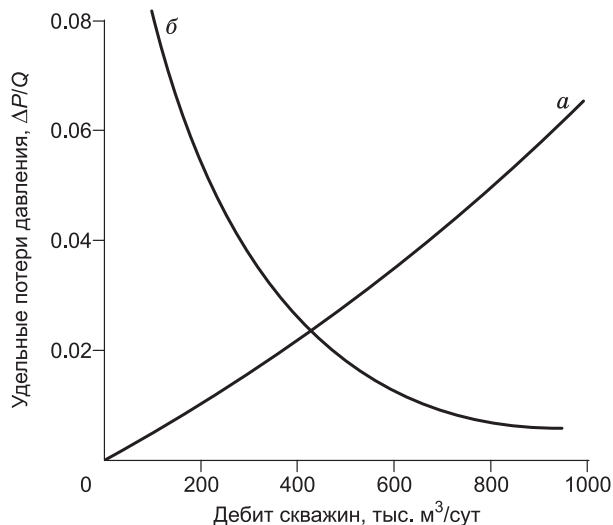
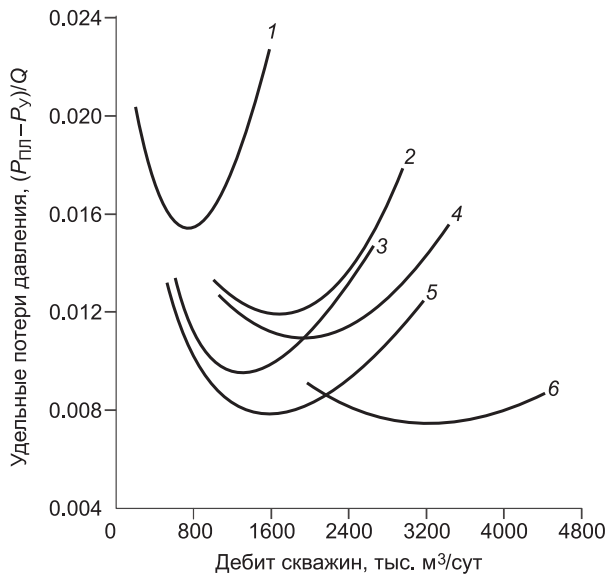


Рис. 10. Схема изменения удельных потерь давления в системе пласт—скважина.

а — в призабойной зоне, б — в стволе скважины.



**Рис. 11. Минимизация удельных потерь давления по скважинам сеноманских залежей.**

1, 2 — Медвежье месторождение, 3 — Вынгапуровское, 4—6 — Уренгойское.

мости;  $Q(t)$  — накопленная добыча газа к моменту времени  $t$ ;  $h_{ГВК}$  — высота подъема ГВК;  $h_{об}$  — общая мощность пласта;  $K_{ГН}$  — коэффициент начальной газонасыщенности;  $K_{ГО}$  — коэффициент остаточной газонасыщенности.

Графическое решение полученного уравнения для сеноманской залежи Вынгапуровского месторождения приведено на рис. 12. В результате расчетов получена величина начальных запасов свободного газа на 13—17 % ниже утвержденных ГКЗ в 1987 г.

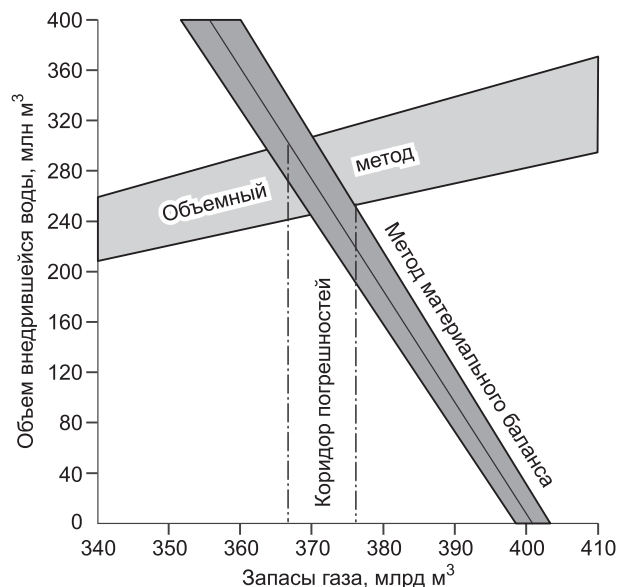
Как следует из результатов расчетов, метод материального баланса менее чувствителен к обводнению залежи, чем объемный метод.

Так, при прочих равных условиях, изменение оценки объема обводнения на 5 % ведет к изменению запасов на 0.25 % при расчете по материальному балансу и почти на 1 % — объемным методом.

В практике геолого-промыслового обоснования разработки крупных газовых месторождений севера Западной Сибири наибольшую трудность представляет оценка объемов внедрившейся в залежь пластовой воды, так как параметры водонапорного бассейна, как правило, неизвестны или изучены очень слабо. Между тем динамика основных показателей разработки несет информацию об объемных параметрах залежи и связанной с ней водонапорной системы. Исследование аналитических подходов к оценке объемных характеристик позволило получить уравнение для расчета начальных запасов газа по материалам истории разработки.

На рис. 13 приведены характерные зависимости для различных участков Медвежьего месторождения. Фактические точки, лежащие ниже прямой, определяют увеличение дренируемого объема залежи. Превышение фактических значений функции над расчетной прямой свидетельствует о наличии оттока газа на соседние участки. Анализ полученных зависимостей в условиях конкретных газовых месторождений показывает, что начиная с некоторого момента, вид кривых стабилизируется и определяется только величинами отборов газа и притока пластовой воды, т.е. дренируемые объемы находятся в динамическом равновесии.

Особенно остро проблема оценки начальных и дренируемых запасов газа стоит на крупнейших и уникальных месторождениях типа Уренгойского, что корреспондируется с высказанными ранее замечаниями об оптимальной степени геологической изученности. Для решения этой проблемы реализован принципиально новый подход к уточнению запасов газа, основанный на минимизации функционала невязок в оценке объемов внедрившейся воды. При этом в многовариантных расчетах принимаются во внимание не только объемы обводнения участков залежи, но и характер изменения остаточной газонасыщенности в обводненных интервалах разреза. Практическое применение данной методики показывает, что в целом по трем разрабатываемым



**Рис. 12. Сопоставление подсчета запасов газа по материальному балансу и объемным методам.**

Таблица 4. **Обобщение результатов подсчета запасов газа на Уренгойском месторождении**

Метод подсчета запасов	Модификация	Запасы газа, % от утвержденных
Объемный	—	100
	Условный газовый режим	96.4
Падения пластового давления	Сумма удельных объемов дренирования по кустам	88.2
	Сумма удельных объемов дренирования по УКПП	89.2
Материального баланса	Упруговодонапорный режим	86.6
	Минимизация погрешностей оценки обводнения	91.6
Адаптация сеточной модели к истории разработки	Двухмерная модель	92.7

Таблица 5. **Уренгойское месторождение. Сопоставление балансовых и уточненных запасов газа**

Площадь	Запасы газа, % от утвержденных		Оценка/Баланс, %
	Гос. баланс на 01.01.04 г.	Авторская оценка	
Уренгойская	64.1	61.7	96.0
Ен-Яхинская	18.4	14.0	82.1
Северо-Уренгойская	7.2	6.2	86.9
Всего по трем площадям	89.7	82.9	92.4
Песцовая	10.3	8.3	80.2
Всего по сеноманской залежи	100	91.2	91.2

площадям начальные запасы газа в сеноманской залежи Уренгойского месторождения оцениваются на 7.9 % меньше утвержденных.

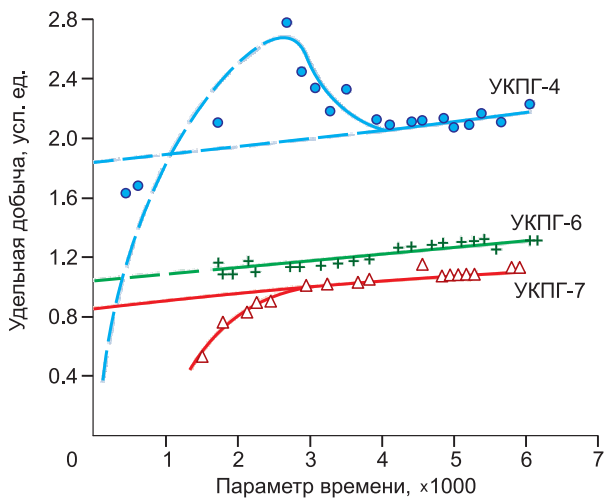
Внедрение в практику проектирования и анализа разработки месторождений углеводородного сырья математических моделей, позволяет не только повысить эффективность принимаемых решений, но и автоматизировать процесс геометризации залежей. На основе сеточного моделирования сеноманской газовой залежи Уренгойского месторождения проведена адаптация геологической модели месторождения к реальному состоянию разработки с одновременным итерационным уточнением фильтрационно-емкостных свойств пласта. Результаты расчетов позволили сделать следующие выводы:

- величины запасов газа, подсчитанные объемным методом не подтверждаются результатами гидродинамического моделирования;
- активность водонапорного бассейна существенно влияет на процесс разработки.

В процессе исследования реализованы несколько подходов к проблеме оценки объемных параметров на примере сеноманской газовой залежи Уренгойского месторождения. Вполне естественно, что различные подходы дали разные оценки запасов газа, поскольку каждый из них характеризует определенные геолого-технологические условия (особенности геологического строения, степень дренирования залежи, учет обводнения и др.). Сопоставление различных методов оценки запасов газа на примере Уренгойского месторождения свидетельствует о том, что методы, основанные на анализе динамики пластового давления, в большей мере дают энергетическую характеристику залежи, нежели геологические запасы газа. Наиболее близкие к истинным оценкам дают методы, комплексно учитывающие величины отборов, динамику обводнения залежи и изменение пластового давления во времени разработки.

В табл. 4 приведены результаты систематизации основных подходов к оценке запасов газа. Максимальную оценку начальных запасов свободного газа сеноманской залежи Уренгойского месторождения дает объемный метод. Следует еще раз подчеркнуть, что данная оценка ни в коей мере не согласуется с материалами анализа разработки, поскольку теоретически максимально возможные запасы газа, даже при условии газового режима работы залежи, на 4 % ниже утвержденных. Учет внедрения пластовой воды и распределения пластового давления в объеме залежи дает еще меньшие оценки.

Наиболее объективные оценки величины начальных запасов газа дает комплексный, системный учет особенностей геологического строения и информации об объемах добычи газа, характере изменения давления, интенсивности обводнения залежи, т.е. способы, основанные на минимизации погрешности оценки обводнения по материалам ГИС и на адаптации геолого-газогидродинамической модели. Действительно, разница в оценках запасов последними методами не превышает 1.1 %. Метод минимизации погрешности оценки обводнения целесообразно применять для оперативного уточнения запасов



**Рис. 13.** Характерные зависимости удельной добычи от параметра времени для УКПГ Медвежьего месторождения.

газа сеноманских залежей. В условиях детальной проработки вопросов прогнозирования разработки предпочтение следует отдать адаптивному подходу, так как он обеспечивает максимальный учет как геологической, так и промысловой информации.

По сравнению с запасами, числящимися на балансе, оценка запасов газа сеноманской залежи Уренгойского месторождения, обоснованная автором, снизилась на 8.8 %. Изменение оценок по площадям приведено в табл. 5.

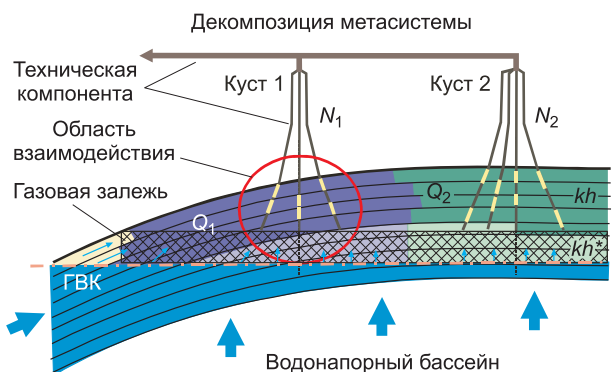
В условиях неопределенности исходной геолого-промысловой и технологической информации задача оптимизации разработки газовых залежей приобретает особую актуальность. Проектирование эффективной разработки и управление этим сложным процессом предполагает использование методов системного анализа. Декомпозиция структуры объекта приводит к его представлению в виде многоуровневой модели, состоящей из нескольких подсистем.

На рис. 14 схематично изображен принцип декомпозиции объекта исследования, а именно, системы разработки газовой залежи массивного типа. Система представляет собой взаимосвязь двух, противоположных по своей сущности, компонент — природной (водонапорный бассейн, газовая залежь) и технической (добывающие скважины, кусты, система сбора газа и т.д.). Кроме своей сути компоненты системы отличаются также и физикой происходящих в них процессов при нарушении естественного состояния системы. Фактором, объединяющим свойства обеих компонент, является область взаимодействия добывающих скважин и продуктивного пласта.

С учетом влияния окружающей среды, система трансформируется в мегасистему водонапорный бассейн—газовая залежь—область взаимодействия—техническая компонента, которая наиболее полно отражает природную неопределенность модели и которая находится в постоянном равновесии. Системная стратегия эффективной разработки газовой залежи подразумевает приведение мегасистемы в желаемое финальное состояние на основе выявления проблем и создания методов решения задач для осуществления поставленной цели — совершенствования разработки месторождения.

Одним из путей решения задачи эффективного управления разработкой является создание постоянно действующей промыслово-газогидродинамической модели (ПДПГМ) нового типа, учитывающей трехмерное геологическое строение залежи, фактические данные о технологических режимах и техническом состоянии каждой скважины, включая изменение продуктивности, дифференцированное вскрытие продуктивного разреза, состояние обводнения. Современные возможности программных комплексов геологического и гидродинамического моделирования позволяют решать задачи разработки залежей совместно с задачами оптимизации работы систем сбора и подготовки газа. При создании моделей учтены особенности геологического строения залежей, проведена детальная корреляция пластов с использованием программного продукта Visual Geomodel, разработанного в ООО «ТюменНИИгипрогаз».

В рамках ПДПГМ задачи управления разработкой решаются в диалоговом режиме, что предполагает настройку моделей (адаптацию) и прогнозирование показателей разработки. Расчет в режиме адаптации производится итерационно-последовательным приближением параметров модели к параметрам пласта с приемлемой точностью. Расчет в



**Рис. 14.** Системная стратегия эффективной разработки газовой залежи массивного типа.

$Q_i$  — запасы газа, активно дренируемые кустом;  $N_i$  — число скважин в кусте.

режиме прогноза позволяет вычислять значения прогнозных показателей на любой срок разработки месторождения.

Таким образом, основные направления теоретических и прикладных исследований в области промысловой геологии и разработки месторождений углеводородного сырья на современном этапе заключаются в следующем:

- системные принципы геологического изучения залежей углеводородного сырья на разных стадиях освоения месторождений;
- повышение уровня объективности, представительности и достоверности геологической и промысловой информации;
- развитие аналитических и численных методов математического геологического и гидродинамического моделирования;
- создание новых методов интенсификации добычи углеводородного сырья и повышения компонентоотдачи пластов.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П.** Теория и опыт разработки месторождений природных газов. М., Недра, 1999, 412 с.

**Геолого-технологические принципы** освоения нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / Ред. А.Н. Кирсанов. М., Недра, 1996, 362 с.

**Гриценко А.И., Дмитриевский А.Н., Ермилов О.М., Кирсанов А.Н., Зотов Г.А., Нанивский Е.М., Сулейманов Р.С.** Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа. М., Недра, 1992, 368 с.

**Ермилов О.М., Гордеев В.Н., Гацолаев А.С.** Применение математического моделирования при разработке крупных газовых месторождений Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2003, 78 с.

**Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 525 с.

**Масленников В.В., Ремизов В.В.** Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. М., Недра, 1993, 223 с.

**Меньшиков С.Н., Лапердин А.Н., Ермилов О.М., Морозов И.С.** Эксплуатация объектов газодобычи на поздней стадии разработки // Газовая промышленность, 2010, № 3, с. 40—44.

**Регулирование** разработки газовых месторождений Западной Сибири / А.И. Гриценко, Е.М. Нанивский, О.М. Ермилов и др. М., Недра, 1991, 304 с.

**Тер-Саркисов Р.М.** Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005, 407 с.

**Трофимук А.А.** О природе нефтеносных известняковых массивов Ишимбаева // Проблемы советской геологии, 1936, т. 6, № 11, с. 952—977.

**Трофимук А.А.** Опыт обработки скважин соляной кислотой на промысле им. С.М. Кирова в Ишимбаево // Нефтяное хозяйство, 1939, № 4/5, с. 33—36.

**Трофимук А.А.** Законтурный флудинг в Туймазах // Нефтяное хозяйство, 1947, № 4, с. 13—19.

**Трофимук А.А.** К методике разведки структур туймазинского типа // Нефтяное хозяйство, 1948, № 8, с. 30—41.

**Трофимук А.А.** О необходимости выделения поискового бурения из состава разведочного бурения // Нефтяное хозяйство, 1953, № 6, с. 41—45.

**Эксплуатация** газовых скважин / О.М. Ермилов, З.С. Алиев, В.В. Ремизов. М., Наука, 1995, 359 с.

**Ермилов О.М., Лапердин А.Н., Иванов С.И.** Разработка крупных газовых месторождений в осложненных условиях эксплуатации. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2007, 274 с.

**Особенности** геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера / О.М. Ермилов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович и др. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2004, 173 с.

**Патент РФ.** Способ разработки газовых и газоконденсатных залежей. Вяхирев Р.И., Ремизов В.В., Ермилов О.М., Конторович А.Э., Добрецов Н.Л. и др. Оpubл. в БИ, 1999, № 1,

**Патент РФ.** Способ разработки и обустройства многокупольных газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся вблизи магистрального газопровода / Черномырдин В.С., Вяхирев Р.И., Ремизов В.В., Ермилов О.М., Конторович А.Э., Дмитриевский А.Н. и др. Оpubл. в БИ, 2000, № 9,

**Management** of the extreme north gas fields development to increase gas recovery / A.E. Ananenko, A.E. Kontorovich, O.M. Ermilov, A.N. Dmitrievsky. Proceedings of the 22nd World Gas Conference, Tokyo, Japan, 1—5 June 2003.

**Methods** of studying integrated oil and gas geology system of the Far North of Siberia / V.V. Remizov, A.E. Kontorovich, O.M. Ermilov, B.V. Degtyarev. International gas research conference. 5—8 November 2001. Amsterdam, the Netherlands, 2001.

**System** approach to development of gas and oil fields of the Far North of Siberia / A.E. Kontorovich, O.M. Ermilov, S.V. Goldin, J.N. Karogodin. Proceedings of the 21st World Gas Conference. Nice, France, 6—9 June, 2000.

*Поступила в редакцию  
27 мая 2011 г.*