

УДК 067.6

НАУЧНЫЙ
ФОНД

М 82

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ СССР

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ И
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И. М. ГУБКИНА

ISSN 0234 — 7997

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА
МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ
НЕФТЕКОНДЕНСАТООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

№ 199

МОСКВА 1987

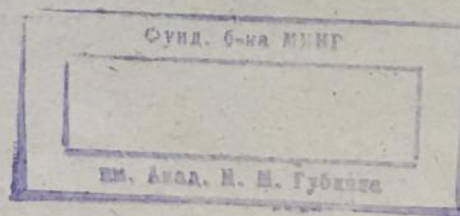
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ СССР

УДК 061.6
М 82

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ И
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И. М. ГУБКИНА

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА
МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ
НЕФТЕКОНДЕНСАТООТДАЧИ ПЛАСТОВ
СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ № 199

Под редакцией проф. Ю. П. Желтова.



МОСКВА 1987

Технология и техника методов повышения нефтеконденсатоотдачи пластов. Сборник научных трудов. — М.: МИНГ, вып. 199, 1987, 173 с.

Настоящий сборник отражает актуальные научные задачи нефтегазодобывающих отраслей и содержит результаты работ, выполненных учеными МИНГ им. И. М. Губкина и других учебных, научно-исследовательских и производственных организаций страны: теоретические и экспериментальные исследования в области построения геолого-промысловых моделей залежей, автоматизации проектирования и математического моделирования процессов разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений, изучения механизма происходящих в пласте процессов, вопросы экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи. Большое внимание уделено экспериментальному изучению новых методов повышения нефтеотдачи, освещены вопросы экономической оценки их эффективности.

Большая часть работ посвящена совершенствованию техники добычи нефти и разработке новых технических средств подъема жидкостей и газов.

Многие из указанных работ успешно прошли апробацию. Часть работ являются поисковыми и находятся в стадии лабораторного или математического эксперимента. Большинство работ осуществлялось в рамках Целевой комплексной научно-технической программы О.Ц.004 «Создание и широкое применение комплекса методов и технических средств для повышения нефтеотдачи пластов до 55—60% и интенсификации разработки нефтяных месторождений».

Рецензенты: В. Е. Гавура, М. Д. Розенберг.

Редакционная коллегия:

Проф. А. В. Кичигин (отв. редактор), проф. С. Н. Закиров, проф. И. Т. Мищенко, доц. А. Б. Золотухин.

Практика разработки залежей показала также, что даже при широком развитии в пределах залежи какого-либо пласта (пропластка) передача воздействия от возмущающей скважины происходит зачастую лишь в пределах зоны распространения одного типа разреза, особенно на залежах, где применяются новые методы воздействия на пласты и повышения нефтеотдачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ особенностей формирования поднятий в области развития врезов в отложениях карбона Татарии /И. С. Гутман, О. Т. Золоев, М. М. Иванова и др. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловая геология и геофизика — М.: ВНИИОЭНГ, 1983, вып. 11.

2. Гутман И. С., Осипова Г. Э. Природа повышенных мощностей пластов-коллекторов в зонах эрозионных врезов терригенной толщи нижнего карбона на юго-востоке Татарии. — Геология нефти и газа, 1983, № 6, с. 6—12.

3. Особенности формирования бобриковско-радаевских продуктивных отложений юго-востока Татарии /Т. А. Лапинская, И. С. Гутман, Г. Э. Осипова и др. — Геология нефти и газа, 1985, № 10, с. 50—57.

4. Строение продуктивных отложений Таныпского месторождения /Г. В. Бусыгин, В. В. Васильев, Е. Л. Волошин и др. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1977, № 12, с. 2—6.

УДК 622.276./4.001.2—52

А. Б. ЗОЛОТУХИН, Н. А. ЕРЕМИН, Л. Н. НАЗАРОВА (МИНГ)

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Определение и обоснование рационального варианта разработки нефтяного месторождения является основной задачей проектирования. С появлением систем автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РНМ) решение этой важной задачи значительно упрощается, а степень обоснованности получаемого решения возрастает.

Известно, что нахождение рационального варианта разработки нефтяного месторождения является многокритериальной задачей. В настоящее время в отрасли в качестве оптимального варианта принято считать вариант разработки, обладающий максимальным значением народнохозяйственного эффекта [1]. Поскольку классическими методами задача нахождения оптимального варианта разработки при обычно формулируемых ограничениях (в разработку должны быть введены все запасы залежи, себестоимость добычи нефти не должна превышать предельно допустимой и т. д.) решена быть не может в силу чрезвычайно большой размерности*, остается возможность выбора оптимального варианта из получаемого в резуль-

* Классические методы решения оптимизационных задач могут быть применены при использовании имитационных или обобщенных моделей поведения нефтяной залежи. Однако в настоящей работе используется другой подход.

тате расчетов множества проектных решений. Отсюда вытекает два основных требования на получаемые проектные решения:

— генерируемое множество проектных решений должно быть представимым;

— каждое из проектных решений данного множества должно быть либо оптимальным, либо близким к оптимальному.

Внедрение в практику проектирования систем автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений существенно облегчает решение первой задачи. Применение средств САПР позволяет, в принципе, получать любое число проектных решений.

Решение второй задачи также может быть достигнуто с помощью систем автоматизированного проектирования, однако оно в значительной степени зависит от методологии проектирования. Для удовлетворения второму требованию в процессе проектирования необходимо решать целый ряд оптимизационных задач локального характера, оказывающих значительное влияние на получаемое проектное решение. К такого рода задачам относятся выбор эксплуатационных объектов (ЭО), методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, систем расстановки скважин на месторождении, определение сроков разработки нефтяной залежи и другие.

Часть этих локальных оптимизационных задач нашли свое решение в созданной в 1985—1986 гг. авторами данной работы САПР РНМ с применением метода внутрислоевого горения (ВГ) [2—4]. Эта система была опробована при составлении технологических схем разработки ряда нефтяных месторождений.

В реализованной версии САПР РНМ из шести подсистем (см. рис. 1) три подсистемы играют основную роль в выборе рационального варианта разработки. Это подсистемы автоматической генерации систем расстановки скважин, математического и экономико-математического моделирования. Задача выделения эксплуатационных объектов (ЭО) также является оптимизационной, однако в силу чрезвычайной сложности процедуры выбора ЭО этот процесс в представляемой здесь версии САПР РНМ с применением ВГ осуществляется инженером-проектировщиком в интерактивном режиме. Необходимо отметить, что выбор ЭО существенным образом опирается на экспертные оценки применимости метода внутрислоевого горения, определяемые на основе анализа успешных реализаций методов повышения нефтеотдачи пластов как в Советском Союзе, так и за рубежом (см. табл. 1).

Как уже было отмечено выше, одной из важных оптимизационных задач является размещение скважин на нефтяном месторождении. Локальная оптимизация здесь заключается в нахождении системы размещения скважин, обладающей максимальным коэффициентом охвата сеткой скважин. Задача существенно усложняется в случае неоднородного многопластового месторождения.

Очевидно, что наиболее рациональными системами размещения скважин на нефтяной залежи являются нерегулярные схемы. Одним из подходов, поддающихся алгоритмизации — размещение

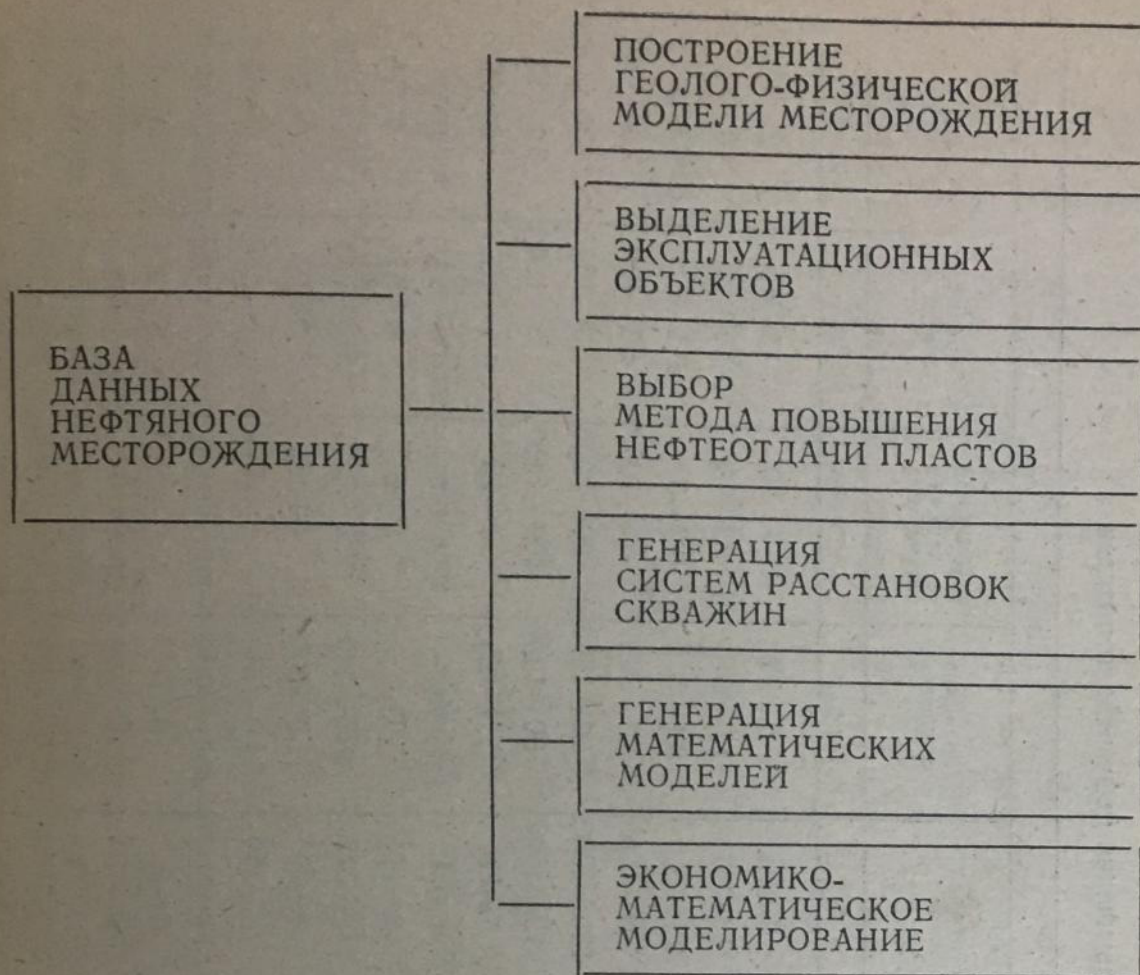


Рис. 1. Структура САПР РНМ

скважин на площади таким образом, чтобы на каждую скважину приходились равные запасы нефти [3].

В созданной версии САПР РНМ используются регулярные системы размещения скважин, методология построения которых подробно описана в [3].

Следующей локальной оптимизационной задачей является оптимизация темпов закачки рабочих агентов в скважины. В качестве критерия оптимальности использован принцип одновременной выработки запасов нефти месторождения [4]. Решение этой задачи заключается в нахождении темпов закачки рабочих агентов (воды и воздуха), обеспечивающих практически одновременную, с учетом времени вступления скважин в эксплуатацию, выработку запасов всех элементов системы расстановки скважин. Поскольку расчет технологических показателей в созданной версии САПР РНМ с применением метода ВГ ведется не на средний элемент, а на элемент с реальными геолого-физическими свойствами, темпы и сроки закачки рабочих агентов зависят от местоположения скважин. Поскольку наиболее продолжительной является разработка элемента системы размещения скважин или участка залежи, обладающего наибольшими удельными запасами, срок разработки всего ЭО (месторождения) будет определяться временем выработки запасов именно этого элемента или участка. Обозначим через T срок выра-

Методы

Параметры	Методы					
	Водогазовая смесь	Полимерное заводнение	ПАВ	Мицеллярное заводнение	Закачка спирта	Закачка серной кислоты
	8	9	10	11	12	13
Толщина пласта, м	0—25	0—200	0—15	0—25	0—200	0—200
Пористость, %	10—40	10—40	10—40	10—40	10—40	10—40
Проницаемость, 10^{-12} м ²	0,005—5	0,1—5	0,1—5	1—5	1—5	0,01—0,5
Нефтенасыщенность, %	50—100	70—100	30—100	40—100	70—100	70—100
Глубина залегаия, м	30—5000	30—5000	10—5000	0—5000	0—5000	0—5000
Вязкость пластовой нефти, Па·с×10 ⁻³	0,4—50	5—100	0,4—25	0—4—10	0,4—10	1—30
Пластовое давление, МПа	1—25	1—25	1—25	1—25	1—25	1—25
Тип коллектора	терриген.	терриген.	терриген.	терриген.	карбонат.	терриген.
Глинистость, %	0—10	0—5	0—5	0—5	0—5	0—25
Температура пласта, К	273—473	273—343	273—303	273—338	273—423	273—423
Соленость пластовой воды, мг/л	0—20	0—20	0—20	0—5	0—20	0—20
Минерализация пластовой воды, мг/л	0—350	0—150	0—150	0—150	0—250	0—150
Наличие газовой шапки	допустимо	недопуст.	недопуст.	недопуст.	допустимо	допустимо
Наклон пласта, градус	0—45	0—45	0—45	0—5	0—45	0—45
Гидрофильность пород	допустима	допустима	допустима	допустима	допустима	недопуст.
Гидрофобность пород	допустима	допустима	допустима	допустима	допустима	допустима
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	650—1000	650—1000	650—1000	650—1000	650—1000	650—1000
Наличие свободного газа	недопуст.	допустимо	допустимо	допустимо	допустимо	допустимо

Параметры	Методы					Взрывы большой мощности
	14	15	16	17	18	
Толщина пласта, м	0—25	0—15	0—25	0—40	2—25	60—700
Пористость, %	10—40	5—40	5—40	10—40	10—40	15—40
Проницаемость, 10^{-12} м^2	0,1—5	0,005—0,1	0,001—0,15	0,001—0,5	0,01—5	0,001—0,15
Нефтенасыщенность, %	40—100	40—100	0—100	0—100	0—100	0—100
Глубина залегания, м	0—5000	1600—5000	1600—5000	0—5000	30—5000	300—5000
Вязкость пластовой нефти, $\text{Па} \cdot \text{с} \times 10^{-3}$	0,4—25	0,4—10	0,4—15	0,4—5	0,4—1500	0,4—15
Пластовое давление, МПа	1—25	1—25	1—25	1—25	1—25	1—25
Тип коллектора	карбонат.	терриген.	терриген.	терригенный	карбонатный	карбонатный
Глинистость, %	0—25	0—25	0—25	0—25	0—25	0—25
Температура пласта, К	273—473	273—473	273—473	273—313	273—333	273—473
Соленость пластовой воды, мг/л	0—20	0—20	0—20	0—20	0—20	0—20
Минерализация пластовой воды, мг/л	0—350	0—350	0—350	0—350	0—350	0—350
Наличие газовой шапки	недопуст.	недопуст.	недопуст.	допустимо	допустимо	допустимо
Наклон пласта, градус	0—45	0—45	0—45	0—45	0—45	0—45
Гидрофильность пород	допустима	допустима	допустима	допустима	допустима	допустима
Гидрофобность пород	допустима	допустима	допустима	допустима	допустима	допустима
Плотность пластовой нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	650—1000	800—925	800—1000	650—1000	650—1000	650—1000
Наличие свободного газа	допустимо	недопуст.	допустимо	допустимо	допустимо	допустимо

ботки запасов такого элемента. Тогда задача оптимизации темпов закачки рабочих агентов может быть сформулирована следующим образом:

$$\sum_{i=1}^N \int_{t_i}^T Q_i(\tau) d\tau \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $Q_i(\tau)$ — темп добычи нефти из i -го элемента или участка залежи, t_i — начало эксплуатации скважин i -го элемента, N — общее число элементов на залежи.

Соотношение (1) как раз и означает, что запасы каждого из элементов системы расстановки скважин должны быть выработаны одновременно*.

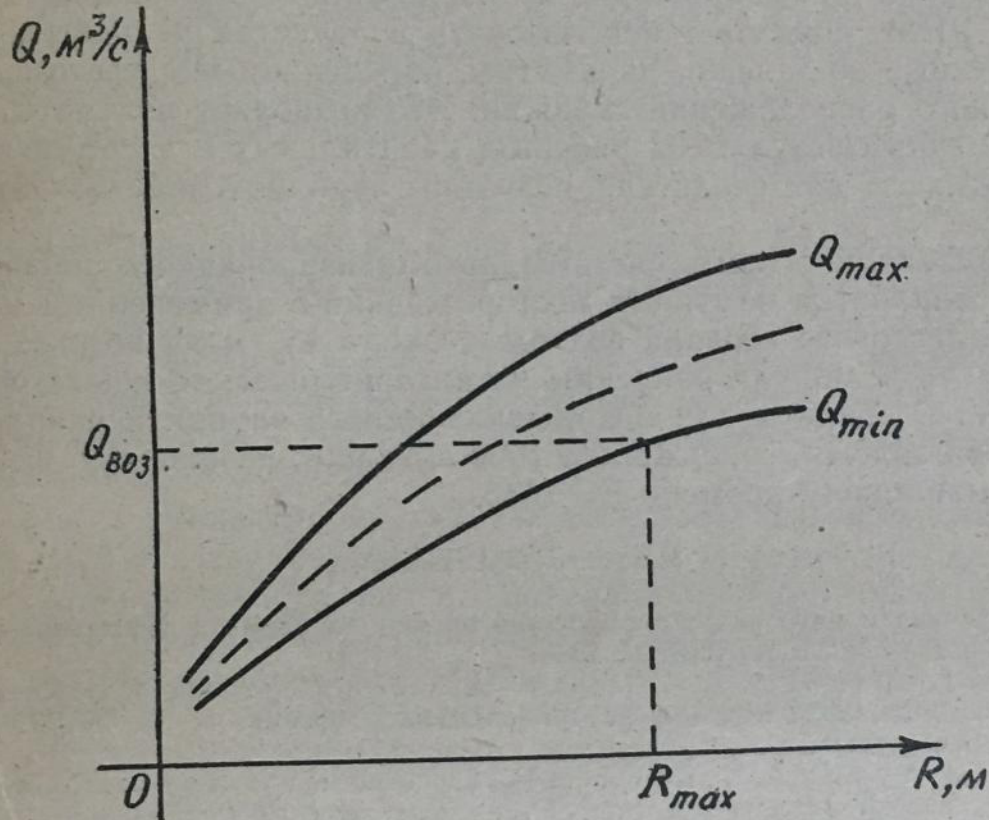


Рис. 2. Зависимость темпа закачки воздуха от расстояния между скважинами:

$Q_{\text{воз}}$ — максимально возможный темп закачки воздуха, создаваемый современными компрессорными станциями

На рис. 2 показан типичный вид зависимости темпов закачки рабочего агента (воздуха) от расстояния между скважинами.

Рациональный вариант разработки выбирается на основании технико-экономических расчетов по всем проектным решениям по критерию оптимальности — максимальной величине народнохозяйственного эффекта, определяемого из соотношения [1]:

$$R = \int_1^T \frac{z_t - (K_t - \Delta_t)}{(1 + E_{\text{н.п}})^t} dt, \quad (2)$$

* Последнее утверждение, вообще говоря, нуждается в строгом математическом обосновании.

где z_t — ценность добываемой продукции в замыкающих затратах, руб.;

K_t, \mathcal{E}_t — капитальные и эксплуатационные затраты, руб.;

T — расчетный период выработки запасов, лет;

$E_{н.п}$ — норматив для приведения разновременных затрат к результатам.

Экономико-математическая модель, используемая в САПР РНМ, основана на методике, разработанной в ТатНИПИнефть.

Отличительной чертой созданной версии САПР РНМ является то, что все процедуры обмена данными между основными подсистемами, а также процедуры вывода проектной документации полностью автоматизированы.

Методика проектирования, положенная в основу разработанной САПР РНМ, позволяет использовать в расчетах реальные, а не усредненные по залежи, параметры, определяемые с учетом действительного расположения скважин. Это позволяет получать более обоснованные результаты расчетов капитальных и эксплуатационных затрат и, как следствие, величины народнохозяйственного эффекта.

Комплекс программ системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений с применением метода внутрипластового горения содержит около 15 тысяч команд. Все программные модули написаны на алгоритмическом языке ФОРТ-РАН-IV. В среднем для нахождения одного варианта разработки нефтяной залежи, содержащей 1000 скважин, необходимо около 20 минут машинного времени ЕС-1045.

ЛИТЕРАТУРА

1. Временная методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1985.
2. Золотухин А. Б., Еремин Н. А. Проектирование разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения. — М.: МИНГ имени И. М. Губкина, 1986.
3. Золотухин А. Б., Еремин Н. А. Основные положения автоматической генерации систем расстановки скважин на нефтяном месторождении. — /Труды научно-технической конференции молодых ученых и специалистов. — М.: МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 2—4 декабря 1985 г., деп. во ВНИИОЭНГ, № 1313—нг от 20.10.1986 г.
4. Золотухин А. Б., Еремин Н. А. Основные этапы системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений /Труды научно-технической конференции молодых ученых и специалистов. — М.: МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 2—4 декабря 1985 г., деп. по ВНИИОЭНГ, № 1313—нг от 20.10.1986 г.

УДК 681.3 : 622.276.344

Э. ЧЕН-СИН (МИНГ)

МОДЕЛИРОВАНИЕ НА ЭВМ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

При подсчете запасов нефти и решении уравнений фильтрации используется ряд параметров пористых сред, определяемых экспе-

УДК 622.276.344

ОСНОВНЫЕ НАУЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. Желтов Ю. П. Сборник научных трудов. — М.: МИНГ, вып. 199, 1987, с. 3.

Дан анализ современного состояния научных исследований в области методов повышения нефтеотдачи пластов. В частности, отмечена эффективность разработки нефтяных месторождений с использованием влажного внутрипластового горения при плотности сетки скважин, характерной для обычного заводнения.

Отмечено, что проблема повышения нефтеотдачи носит комплексный характер. Предпосылками для ее решения является одновременный успех в геологическом моделировании, технологии эксплуатации месторождений, использовании методов физико-химического контроля за протеканием процесса, преодолении трудностей, связанных с взрывоопасностью, образованием эмульсий, коррозий, подготовкой нефти и газа и охраной окружающей среды.

УДК 553.98 (470.41)

ТИПЫ РАЗРЕЗОВ ВИЗЕЙСКОЙ ТЕРРИГЕННОЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРИИ. Гутман И. С., Осипова Г. Э., Золотов О. Т., Кадырова Ф. Р. Сборник научных трудов. — М.: МИНГ, вып. 199, 1987, с. 9.

Рассмотрен механизм образования и закономерности распространения терригенных отложений нижнего карбона по материалам нефтяных месторождений Татарской АССР; указаны принципы выделения в терригенной толще продуктивных пластов и пропластков.

Изложен методический подход к выделению определенных групп и связанных с ними различных типов разрезов отложений, приведены конкретные примеры их в разрезах разведочных и эксплуатационных скважин ряда площадей ТАССР.

УДК 622.276.654/4.001

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ. Золотухин А. Б., Еремин Н. А., Назарова Л. Н. Сборник научных трудов. — М.: МИНГ, вып. 199, 1987, с. 17.

Рассмотрены вопросы определения и обоснования рационального варианта разработки нефтяной залежи. Выбор рационального варианта разработки нефтяной залежи с применением внутрипластового горения осуществляется на основе системы автоматизированного проектирования разработки нефтяного месторождения (САПР РНМ). Стратегия поиска и выбора рационального варианта разработки диктует логику построения САПР РНМ. Ведущую роль в процессе выбора играют следующие подсистемы САПР РНМ методом внутрипластового горения: выделение эксплуатационных объектов, автоматическая генерация системы расстановок скважин, математическое и экономико-математическое моделирование.

УДК 681.3:622.276.344

МОДЕЛИРОВАНИЕ НА ЭВМ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ. Чен-Син Э. Сборник научных трудов. — М.: МИНГ, вып. 199, 1987, с. 24.