

Таблица 2

Показатели	Вариант		
	I	II	III
Суммарная добыча нефти, тыс. т	49,5	98,8	125,9
Темп отбора от НИЗ, %	0,9	1,9	3,7
КИН	0,052	0,094	0,118
Эксплуатационные затраты, млн р.	200,45	290,76	342,97
Капитальные вложения, млн р.	8,4	39,71	77,14
Суммарный дисконтированный поток наличности (ставка 10 %), млн р.	-6,13	0,63	7,87
Индекс доходности, доли единицы	-0,09	1,02	1,14
Срок окупаемости затрат, год		15	7

месторождений-аналогов, расположенных в данном тектоническом районе. Получить характер обводнения, близкий к характеру обводнения объектов-аналогов, удалось за счет модификации фазовых проницаемостей.

Исследования глубинных и поверхностных свойств нефти показали, что в верхней части фаменского пласта возможно наличие газовой шапки. Моделированием этой залежи удалось установить глубину ГНК, при которой прогнозируемые дебиты нефти были близки дебитам, полученным при испытании.

Результаты многовариантного перспективного моделирования и экономические расчеты позволили сделать следующие выводы.

Среди рассмотренных трех вариантов разработки Крутовского месторождения наибольшей выработкой запасов и экономической эффективностью характеризуется вариант III (табл. 2).

Необходимо отметить, что решение вопросов, связанных с выработкой запасов из малых залежей, существенно облегчается при использовании моделирования. Расчеты показывают, что разработка таких месторождений может и должна быть эффективной.

В первую очередь это зависит от таких факторов, как:

- детальная геологическая изученность объектов разработки;

- рациональная система разработки;
- внедрение новейших технологий;
- цена на нефть;
- эффективность системы налоговых льгот.

УДК 550.8.072

СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ШЕРШНЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СРЕДСТВАМИ TEMPEST-MORE

Т. В. Вторых, Т. А. Пестерева
(ООО "ПермНИПИнефть")

В данной работе рассмотрено моделирование Шершневского нефтяного месторождения в форматах TEMPEST-MORE. Программа MORE позволяет создать гидродинамическую модель месторождения без использования специализированных пакетов создания трехмерных геологических моделей путем задания геологических параметров в самой программе. Для сравнительно небольших и мелких нефтяных месторождений, плохо изученных, имеющих небольшое количество исходных геологических данных, данный способ построения модели наиболее оптимален, т. е. позволяет при минимальном количестве исходных данных получить трехмерную геолого-гидродинамическую модель, позволяющую решать задачи проектирования разработки с точностью, максимально соответствующей точности представлений об объекте моделирования, и получить предварительные результаты для дальнейшей разработки.

In the given work Shershnevskoe oilfield modelling in formats TEMPEST-MORE is considered. The program MORE allows to create hydrodynamical model without use of the specialized packages of creation of three-dimensional geological models. For comparatively small bad investigated oilfields, having small initial data, the given method of construction of model is optimal, i.e. allows at the minimum quantity of the initial data to receive three-dimensional geologo-hydrodynamical model, permissive to solve a task of designing of working with accuracy, maximum of appropriate accuracy of notion about object of modeling, and to receive preliminary results for the further working.

В данной работе рассмотрены результаты гидродинамического моделирования тульского, бобриковского и малиновского пластов яснополянского надгоризонта Шершневского нефтяного месторождения.

Месторождение расположено в Усольском районе Пермской области. Площадь участка составляет 325 км². На 01.01.2001 г. пробурено 10 разведочных скважин. Все разведочные скважины введены в пробную эксплуатацию в июле 2001 г.

В качестве объекта моделирования принят яснополянский объект разработки. Для него построена гидродинамическая модель, в которую включены не только нефтяные залежи, но и части водонапорных систем. На основе модели рассмотрены два варианта разработки. Вследствие нахождения Шершневской структуры в пределах ВКМКС разработку залежей нужно вести с поддержанием пластового давления.

Исходя из целей работы и геолого-физических условий, для моделирования принята модель изотермической трехфазной фильтрации (нефть, вода, растворенный в нефти газ).

Моделируемый объект разработки включает несколько геологических пластов, обладающих различными фильтрационно-емкостными свойствами. Зале-

жи яснополянских отложений имеют между собой выдержанные по площади разделы, представленные непроницаемыми пропластками. Продуктивные пласты Тл и Мл имеют зоны замещения, которые были учтены при моделировании.

Моделирование работы скважин проводили в режиме заданного отбора жидкости. Начальный дебит по жидкости задавали в зависимости от местоположения скважин и в соответствии с полученными в геологической модели значениями эффективных нефтенасыщенных толщин. По объектам для каждого варианта разработки динамику дебитов определяли индивидуально исходя из планируемого ввода скважин. Для анализа использовали данные, полученные на разведочном этапе изучения месторождения, т. е. при гидродинамическом моделировании учтены результаты бурения и пробной эксплуатации 9 разведочных скважин.

Минимально допустимое значение забойного давления определяли исходя из оптимальных режимов работы скважин по месторождениям-аналогам (Уньвинскому, Юрчукскому, Чашкинскому).

Моделирование разработки яснополянского надгоризонта Шершневого нефтяного месторождения проводили с использованием физически содержательной трехмерной трехфазной математической модели (TEMPEST-MORE — Black Oil) компании SMEDVIG TECHNOLOGIES.

TEMPEST-MORE — модульная система оценки нефтегазовых месторождений (Modular Oil Reservoir Evolution). Разработана компанией Reservoir Simulation Research Corporation, которая принадлежит норвежской корпорации ROXAR.

Преимуществами данной программы являются:

- высокая скорость счета;
- эффективное использование оперативной памяти;
- возможность работы со средними и крупными месторождениями без использования трехмерных геологических пакетов;
- широкий набор опций системы, позволяющий учитывать в расчетах большинство процессов, влияющих на разработку залежи;
- гибкость системы и удобство работы с ней;
- интегрированный инструмент 3D визуализации TEMPEST-VIEW.

Программа MORE предназначена для гидродинамического моделирования залежей нефти, газа и газоконденсатных месторождений с целью анализа, контроля и оптимизации разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. В качестве математической модели используется трехфазная трехмерная модель Black Oil с неоднородностью свойств пласта по проницаемости, пористости, с зависимостью свойств флюидов от давления и др.

Для обеспечения гибкости симулятора и повышения эффективности работ с ним гидродинамическая

модель MORE четко структурирована и разделена на несколько секций:

- глобальные ключевые слова;
- базовое описание модели;
- свойства флюидов;
- функции относительных фазовых проницаемостей;
- задание сетки и геологических параметров;
- задание начального состояния пласта;
- описание промысловых данных.

Как уже говорилось выше, комплекс программ гидродинамического моделирования TEMPEST-MORE включает 3D визуализатор TEMPEST, предназначенный для графического, объемного отображения исходных данных и результатов, а также показателей работы скважин. Наличие визуализатора дает возможность оперативно отслеживать картину разработки в целом, что ускоряет и углубляет понимание моделируемых процессов, следовательно, ведет к повышению качества построения модели и формулируемых рекомендаций.

Построение таких моделей позволяет глубже изучить происходящие в объекте процессы. Моделирование помогает понять, что оказывает основное влияние на темпы и полноту выработки запасов в конкретных условиях.

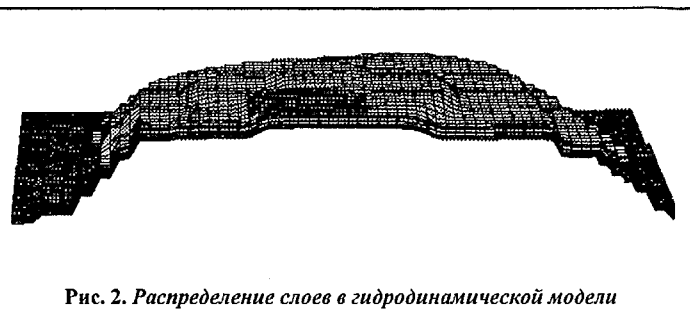
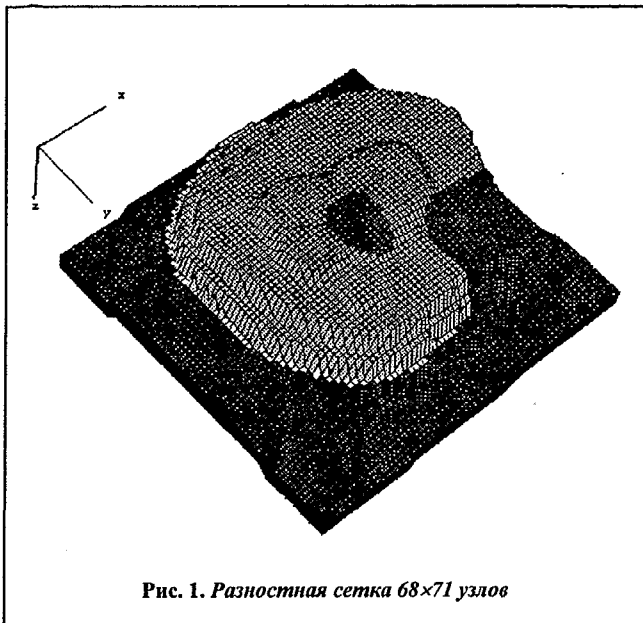
Выбранный пакет математического моделирования позволяет учитывать все основные геолого-физические и технологические факторы реализуемого процесса разработки. Одним из достоинств пакета является возможность использования большой размерности пространственной сетки, что позволяет аппроксимировать реальные месторождения.

Создание геолого-гидродинамической модели средствами TEMPEST-MORE

Программа MORE позволяет создать гидродинамическую модель месторождения без использования специализированных пакетов создания трехмерных геологических моделей, путем задания геологических параметров в самой программе. Это можно использовать в основном при моделировании новых месторождений, слабо изученных, занимающих небольшие площади.

Пользователю MORE предлагается большое число способов описания геометрии модели, что позволяет легко импортировать сетки из различных специализированных пакетов или создавать их непосредственно в MORE на основе структурных карт и карт общей толщины.

Структурное моделирование. При моделировании Шершневого месторождения была создана простая прямоугольная сетка на основе структурной карты. Площадь яснополянского объекта моделирования схематизирована путем наложения разностной сетки 68×71 узлов (рис. 1). Размеры элементарных блоков модели по направлениям X и Y составили 100×100 м по площади, а по Z приняты по значениям глубины



кровли тульского горизонта. Следующие продуктивные пласты задавали средней общей толщиной. Гидродинамическая модель месторождения представлена шестью слоями с общим числом ячеек 28,968 тыс. Каждый пласт задан одним однородным слоем. Распределение слоев в гидродинамической модели яснополянского объекта разработки Шершневского месторождения представлено на рис. 2.

Литологическое моделирование. Цель этого этапа — получение представления о пространственном распространении пород и создание трехмерного параметра литологии. Распределение пород различных литологических типов в пространстве существенно влияет на процесс разработки. Поэтому учет неоднородности в строении пласта необходим для более точного управления процессами разработки месторождения. В данной работе литологический тип пород каждого пласта яснополянской залежи задан однородным. При моделировании учтены зоны литологического замещения коллекторов тульского и малиновского горизонтов плотными породами с помощью задания областей с неактивными ячейками. Зоны замещения экспортированы из программы AutoCAD, в которой они создавались на основе структурных карт (рис. 3).

Кроме того, в MORE предусмотрена возможность двумерной интерполяции полей коллекторских свойств. Опция интерполяции позволяет на основании ограниченного числа ячеек с определенными значениями параметра получить его значения для всех остальных ячеек сетки.

В работе использована интерполяция, взвешенная по расстоянию, глубине тульского горизонта и толщине бобриковского и малиновского пластов.

Петрофизическое моделирование. Основываясь на результатах структурного и литологического моделирования, проводим моделирование пространствен-

ного распределения коллекторских свойств и насыщения. Коллекторские свойства задаются отдельно для каждого пласта. В работе для характеристик пористости и проницаемости использованы их средние арифметические значения, постоянные на всем протяжении пласта.

Моделирование нефтенасыщенности. Для описания начального состояния модели в программе использовалась опция равновесной инициализации, в которой состав и свойства флюидов меняются с глубиной. При этом модель может автоматически подобрать состав нефтяной фазы, чтобы удовлетворить заданным пользователем значениям давления насыщения.

Формирование гидродинамической модели без использования специализированного пакета трехмерного геологического моделирования заключалось во вводе данных о геологическом строении залежи, емкостно-фильтрационных свойств непосредственно в программе MORE. В модель введены значения плотности воды, коэффициентов сжимаемости нефти и породы, фазовые проницаемости, полученные в результате лабораторных исследований керна. По каждой скважине в модели введены координаты, номер, геометрический радиус скважины.

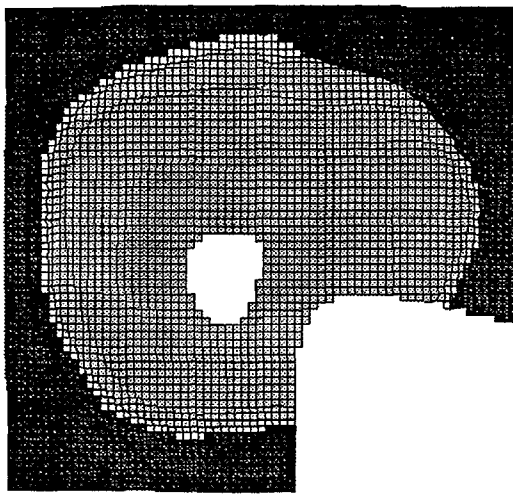
Данные для моделирования на MORE записываются в текстовом файле.

На основе созданной гидродинамической модели выполнен прогноз технологических показателей по двум вариантам.

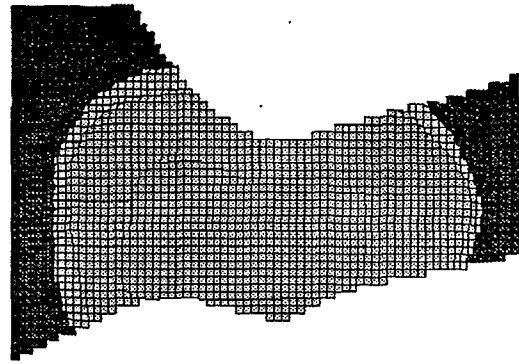
В первом варианте скважины размещены по сетке 500×500 м. Предложена внутриконтурная система заводнения с разрезающим рядом нагнетательных скважин. Во втором варианте рекомендована разработка залежи по девятиточечной системе размещения добывающих и нагнетательных скважин с плотностью сетки 600×600 м (рис. 4).

В результате гидродинамического моделирования были получены технологические показатели разработки яснополянского объекта по двум вариантам, по которым построены графики разработки (рис. 5, 6).

По результатам расчетов построены карта остаточной нефтенасыщенности (рис. 7) и карта изобар (рис. 8) по обоим вариантам и отдельно по пласту Бб, что говорит о возможности расчета и визуализации как в сумме по пластам, так и по отдельности.



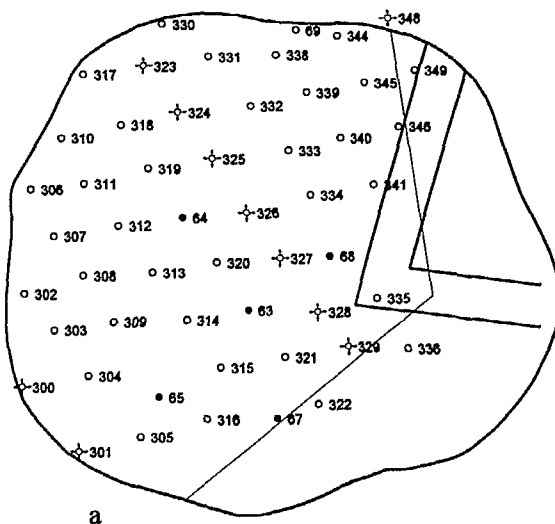
а



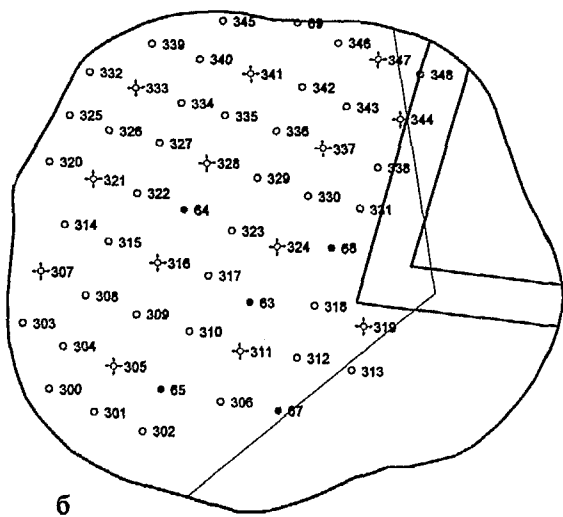
б

Рис. 3. Зоны замещения:

а — по Тульскому горизонту (Тл); б — по Малиновскому пласту (Мл)



а



б

Рис. 4. Схема размещения скважин по объекту разработки Тл2а + Бб + Мл:

а — вариант 1; б — вариант 2

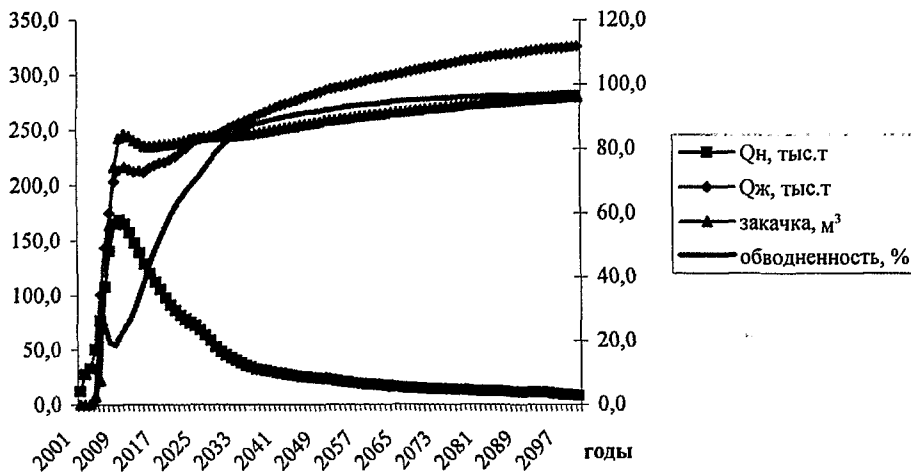
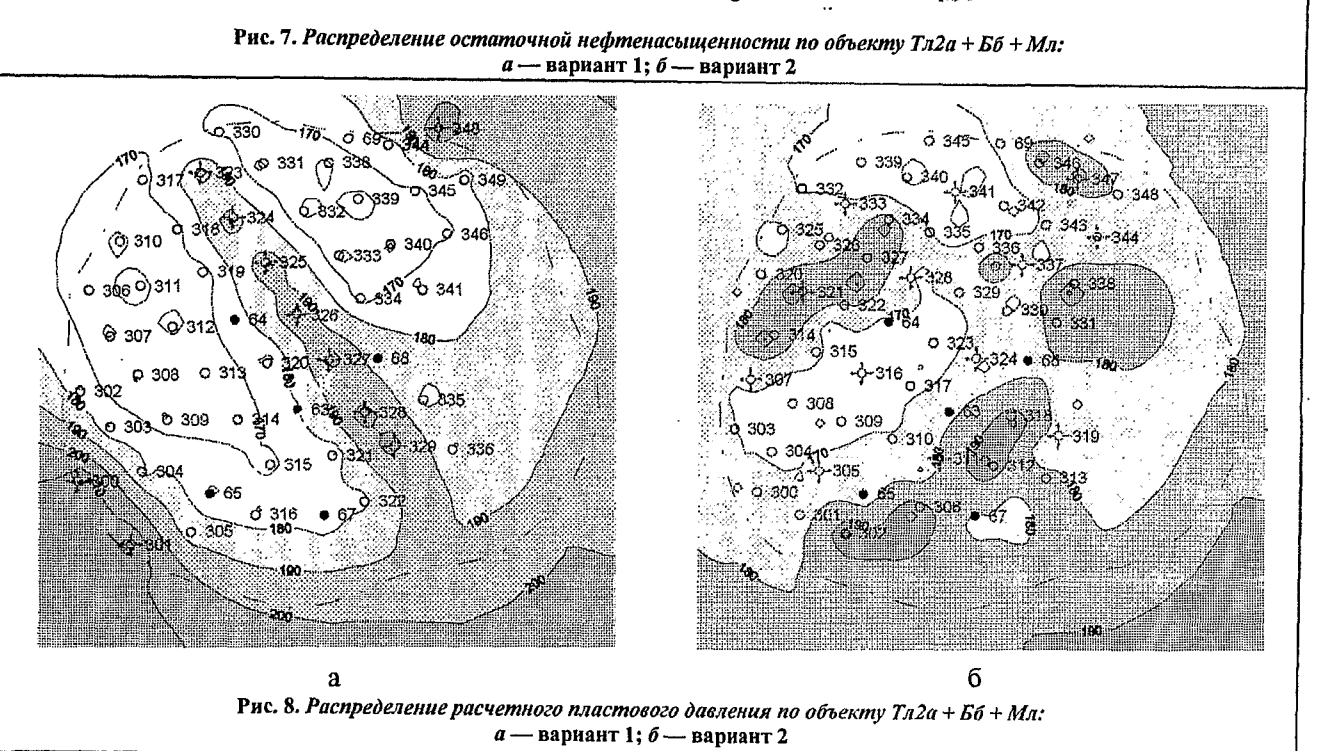
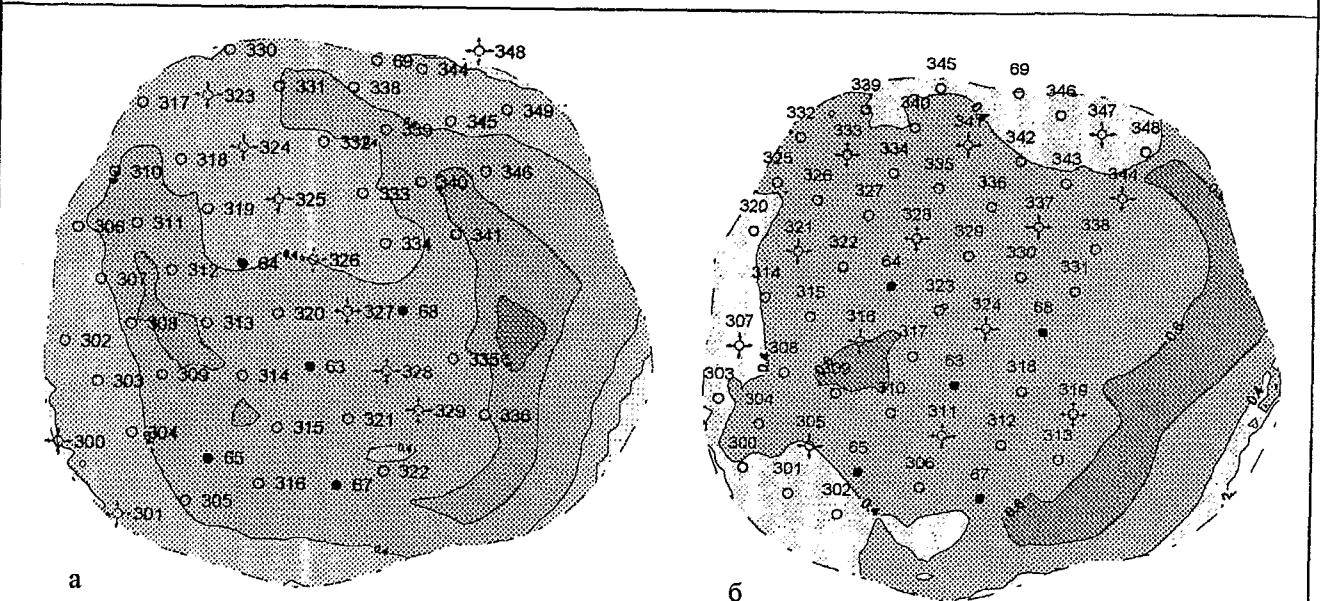
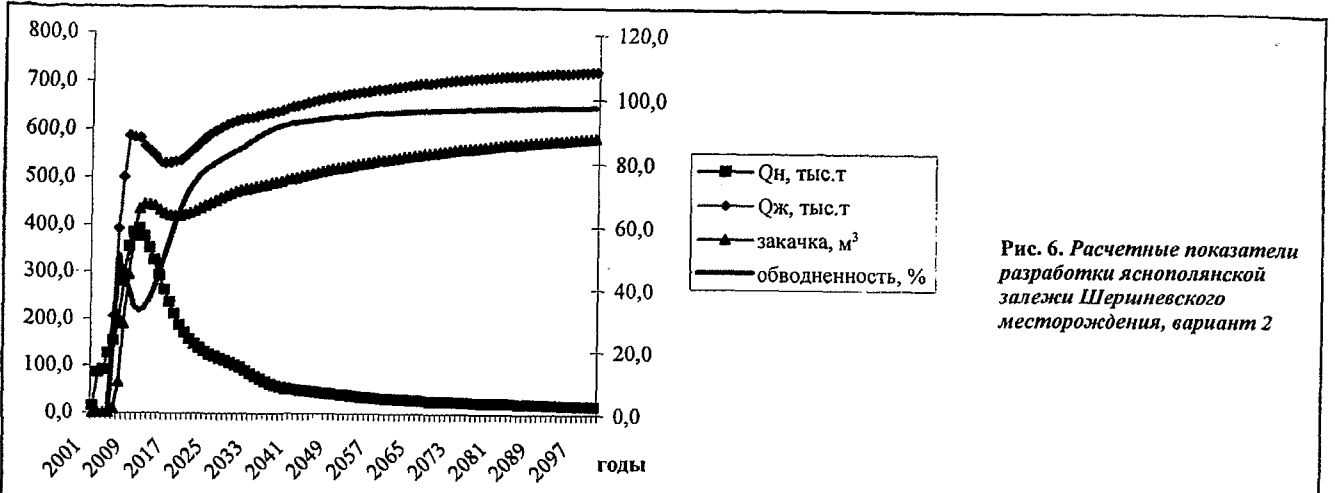


Рис. 5. Расчетные показатели разработки яснополянской залежи Шериневского месторождения, вариант 1



Выводы

Настоящую работу следует рассматривать лишь как первый шаг в использовании гидродинамической модели, построенной с применением только средств TEMPEST-MORE.

Особенностью работы является построение гидродинамической модели без использования специализированного пакета трехмерной геологической модели.

Для сравнительно небольших и мелких нефтяных месторождений, плохо изученных, охарактеризованных небольшим количеством исходных геологических

данных, этот способ построения модели наиболее оптимален. При минимальном количестве исходных данных он дает возможность получить трехмерную геолого-гидродинамическую модель, позволяющую решать задачи проектирования разработки с точностью, максимально соответствующей точности представлений об объекте моделирования, и получить предварительные результаты для дальнейшей разработки. Программный пакет гидродинамического моделирования ECLIPSE в сравнении с программой TEMPEST-MORE не обеспечивает построение геологической основы для расчета гидродинамики.

УДК 622.276.6

ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ХИМРЕАГЕНТОВ

Л. В. Казакова, П. М. Южанинов
(ООО "ПермНИПИнефть")

Большинство нефтяных месторождений характеризуется прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции и снижением отбора нефти, что является следствием вступления месторождений в позднюю стадию разработки. Одним из способов стабилизации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов является применение различных интенсивных технологий, основанных на использовании методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Для снижения обводненности продуктивных пластов, вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов и повышения степени выработки остаточных запасов из неоднородных пластов применяются технологии с использованием различных химреагентов, направленные на изменение направления фильтрационных потоков закачиваемой воды за счет изоляции ее притока в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

Результаты многочисленных исследований, описанные в патентной и научно-технической литературе, свидетельствуют о сложности процессов нефтевытеснения, трудностях учета всевозможных геолого-физических условий пластов и невозможности создания универсального химического реагента.

Приводятся результаты экспериментальных и опытно-промысловых исследований трех новых технологий, основанных на использовании химреагента ЭМКО, гидрофобных эмульсий и гелекислотных составов при работах по ограничению водопритокков и перераспределению направлений фильтрационных потоков в терригенных и карбонатных коллекторах при пластовых температурах от 20 до 100 °С.

Рассмотрены вопросы механизма действия химреагентов на продуктивные отложения и перспективы применения разработанных технологий на проблемных объектах нефтяных месторождений. Приведены результаты промысловых испытаний.

Results of experimental and field researching of three new technologies are given in the article, which are based on the chemical agent usage of emulsion compositions, hydrophobic emulsion and gel and acid compositions during work performance on limitation of water influx and redistribution of filtration flows directions in terrigenous and carbonate reservoirs at strata temperatures from 20 °C up to 100 °C.

Problems of chemical agents action mechanism on productive deposits were overviewed, and perspectives of developed technologies usage at problem objects of oil fields. There are results of field tests.

В ООО "ПермНИПИнефть" разработаны и успешно применяются три технологии, направленные на решение вопросов водоизоляции и основанные на применении водорастворимого химреагента ЭМКО, гидрофобных эмульсионных композиций и гелекислотного состава. Эмульсионная композиция ЭМКО относится к водорастворимым химреагентам селективного действия. Технология ее применения была разработана в 1997 г., а с 1998 г. нашла широкое применение в нефтедобыче в качестве водоизоляционного состава. ЭМКО хорошо растворяется в пресной воде с образованием мелкодисперсной эмульсии. Рабочий раствор ЭМКО представляет собой маловязкий водный раствор ($\mu = 1,3...1,5$ мПа·с), устойчивый во времени.

Механизм селективного действия ЭМКО основан на том, что растворимая часть ЭМКО прочно адсорбируется на поверхности пористой среды породы-коллектора и изменяет ее смачиваемость, о чем свидетельствуют лабораторные исследования [1]. Нерастворившаяся часть химреагента, представляющая собой мелкие твердые частички эмульсии, оседает в перемычках крупных пор, промытых водой, что было