

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МАЛЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ КРУТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е. А. Сергеева  
(ООО "ПермНИПИнефть")

В целом по Пермской области на 01.01.2002 г. на государственном балансе находится около 200 месторождений УВ. Из них 60 % — это мелкие месторождения с балансовыми запасами менее 10 млн т. В числе мелких месторождений есть мельчайшие с запасами менее 1 млн т. Они составляют 25 % от мелких и 15 % от общей суммы запасов (рис. 1).

В течение последних 10...20 лет число открытых месторождений возросло в 2,5 раза (рис. 2). В 1960—1970-е гг. открывали в основном средние и крупные месторождения.

После 1980-х гг. наблюдаются спад открытий и освоения таких месторождений, значительный рост доли запасов мелких месторождений в результате интенсивной выработки. В 1990-х гг. на открытые мелкие месторождения приходится 93 %. Снижение темпов нефтедобычи связано с ухудшением сырьевой базы, степень выработки которой достигла 51 %.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности, вероятность открытия крупных месторождений невелика. Открывают в основном средние и мелкие месторождения, которые отличаются более сложными условиями освоения и разработки. Доля трудноизвлекаемых запасов по области достигла 84 %. При этом резко сократились объемы геолого-разведочных работ (ГРП) и масштабы их финансирования, а также продолжается сокращение фронта поисков.

При вводе в разработку малых месторождений огромную роль играет структура запасов нефти. Обычно

Установлены особенности разработки малых залежей. Рассмотрены основные факторы, влияющие на рентабельное извлечение углеводородов. Построена геолого-технологическая модель месторождения, с помощью которой рассчитана технологическая эффективность возможных вариантов разработки.

The features of development of small deposits are established. The major factors influencing on profitable extraction petroleum are considered. The geological-technological model of a deposit was constructed, with which help technological efficiency of possible variants of development was counted.

те месторождения, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым (нефть повышенной вязкости, низкопроницаемый коллектор и др.), не вводились в разработку и многие годы числятся на балансе либо как разведываемые, либо как подготовленные к разработке. Степень их выработки по Пермской области составляет 25 % против 85 % активных запасов.

Анализ малых залежей и факторов, влияющих на эффективность выработки запасов, позволил установить особенности, которые необходимо учитывать при проектировании разработки малых месторождений. Основными из них являются:

неопределенность контуров залежей и запасов нефти по данным разведки за счет неполной изученности месторождения;

режим разработки полностью определяется активностью законтурных вод. Как правило, разработка таких залежей ведется на естественном режиме с падением пластового давления из-за невозможности формирования ППД по причине малых площадей;

разруивание залежей только по принципу "от неизвестного к известному" из-за малой изученности площади;

возрастает риск бурения непродуктивной скважины из-за неопределенности контуров залежей;

необходимость в достаточно развитой инфраструктуре (ЛЭП, трубопроводы, дороги) для снижения капиталовложений в разработку месторождений.

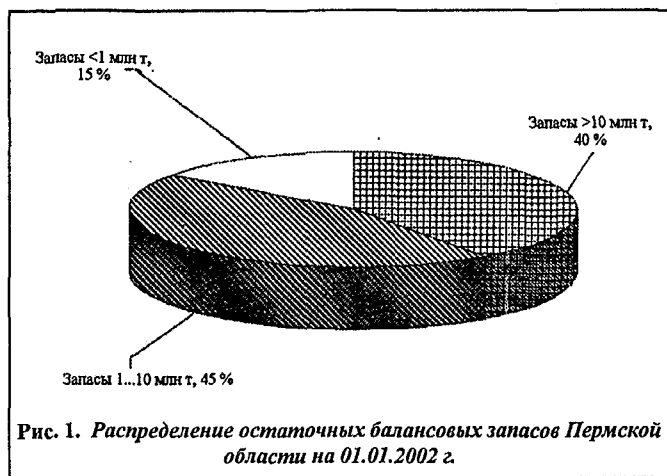
Особенности разработки месторождений с балансовыми запасами нефти менее 1 млн т рассмотрены на примере Крутовского месторождения.

Месторождение расположено в Добрянском районе и приурочено к югу Соликамской депрессии Предуральяского прогиба.

По степени изученности запасы нефти и газа относятся к категории С<sub>1</sub> и составляют: балансовые — 1144 тыс. т, извлекаемые — 377 тыс. т. Запасы растворенного газа — 112 млн м<sup>3</sup>.

Крутовское месторождение включает в себя две структуры: Крутовскую и Высокомысскую.

Крутовская структура выявлена сейсморазведочными работами и подготовлена к глубокому бурению в 1978 г. Высокомысская обнаружена сейсморазведкой и подготовлена к глубокому бурению в 1988 г.



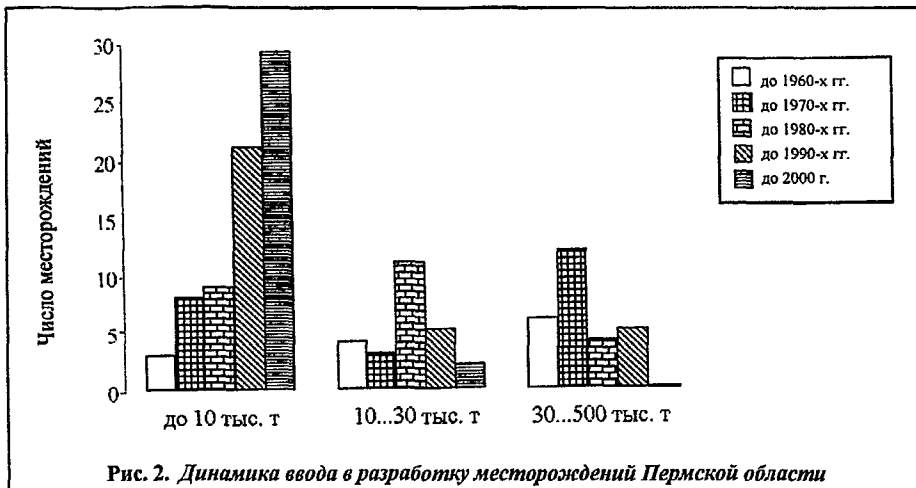


Рис. 2. Динамика ввода в разработку месторождений Пермской области

Бурением подтверждено рифогенное происхождение Крутовской структуры. По отражающим горизонтам I<sup>П</sup> (кровля башкирского яруса) и II<sup>К</sup> (кровля тульского горизонта) поднятие является асимметричным куполом с крутым западным склоном и пологим восточным.

Высокомысская структура, находящаяся в 5 км северо-западнее Крутовской, характеризуется плановым соответствием горизонтов А<sup>К</sup>, I<sup>К</sup>, II<sup>К</sup> и представляет собой асимметричный купол субширотного простирания с крутым западным склоном и пологим восточным.

Из семи нефтегазоносных комплексов, выделяемых в разрезе осадочного чехла Пермского Прикамья, на Крутовском месторождении нефтеносны верхневизейско-башкирский карбонатный, ниже-средневизейский терригенный и верхнедевонско-турнейский карбонатный. Промышленные притоки нефти выявлены в башкирских, бобриковских и турнейских отложениях Крутовского поднятия и бобриковских Высокомысского.

В результате детальной корреляции башкирских отложений Крутовского поднятия выделены пласты Бш<sub>1</sub>, Бш<sub>2</sub>. Обе залежи пластово-сводовые, литологически экранированные, с малыми размерами. Эффективные нефтенасыщенные толщины, средневзвешенные по площади пластов, соответственно равны 2,1 и 3,4 м. Средняя пористость по пластам составляет 9,5 %, проницаемость по данным ГДИ — 0,002 мкм<sup>2</sup>. Поверхностная нефть характеризуется как легкая, маловязкая, малосмолистая, парафинистая.

Залежь бобриковского пласта Крутовского поднятия пластово-сводовая, литологически экранированная. Эффективная нефтенасыщенная толщина имеет максимальное значение 9,6 м в скв. 61, а в остальных скважинах она изменяется от 1,0 до 3,4 м. Средняя пористость пласта равна 9,1 %, проницаемость — 0,001 мкм<sup>2</sup>. Поверхностная нефть легкая — 0,806 г/см<sup>3</sup>, малосмолистая, сернистая, парафинистая, с высоким выходом светлых фракций.

На Высокомысском поднятии пробурено три скважины, и только в скв. 194 выделяются нефтенасыщенные пропластки бобриковского горизонта. Залежь

пластовая, литологически экранированная. Из-за невозможности построения внутреннего контура нефтеносности залежь условно характеризуется как подстилаемая водой. Ввиду отсутствия водонасыщенных коллекторов в скв. 194 эффективная толщина равна эффективной нефтенасыщенной — 22,4 м. Пористость пласта 14 %, проницаемость 0,008 мкм<sup>2</sup>. Бобриковская нефть легкая, маловязкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Нефтенасыщенность фамен-

ских отложений выявлена на Крутовском поднятии. Залежь массивная, средняя нефтенасыщенная толщина равна 3,6 м. Пористость 7,4 %, проницаемость по данным ГДИ 0,03 мкм<sup>2</sup>. Нефть легкая, маловязкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая, с высоким выходом светлых фракций.

Скважины Крутовского месторождения не эксплуатировались. Исключение составляет скв. 194 (пласт Бб Высокомысского поднятия), которая с декабря 1992 г. по декабрь 1998 г. и частично в 2000 г. находилась в пробной эксплуатации.

Скв. 194 эксплуатировалась только в зимнее время из-за отсутствия дорог, нефть вывозили автотранспортом на СНУ "Пихта" (Пихтовское месторождение). Скважина эксплуатировалась фонтанным способом на штуцере диаметром 8 мм. Средний дебит с начальной величины 36 т/сут понизился до 13...21 т/сут в 1993—1996 гг. и до 9,4...9,6 т/сут в 1997—1998 гг. Пластовое давление в течение двух лет практически не изменялось, будучи близким к начальному (26,2 МПа), затем скачкообразно понизилось на 2 МПа и оставалось таким в течение 4 лет. Возможно, этот скачок связан с работой разных интервалов пласта. Забойное давление в течение 1993—1995 гг. оставалось постоянным на уровне 8,5 МПа, что значительно ниже давления насыщения, но при газовом факторе, существенно меньшем начальной газонасыщенности.

Выбор расчетных вариантов разработки ограничен малыми запасами нефти месторождения, не позволяющими варьировать плотностью сетки и бурить нагнетательные скважины. Предложены три варианта разработки:

1) разработка залежей существующими разведочными скважинами в зимний период с вывозом продукции автотранспортом;

2) разработка залежи пласта Бб Высокомысского поднятия разведочной скв. 194 и бурением бокового горизонтального ствола (БГС) из нее; освоение залежи того же пласта Крутовского поднятия — разведочной скв. 61 и БГС, пробуренным из нее же, в которой изолируется пласт Бш; разработка пласта Бш вновь пробуренной горизонтальной скв. 201, пласта Фм — разведочными скв. 62 и 64. Скважины работают в зимний

период, вывоз продукции производится автотранспортом;

3) технология разработки объектов такая же, как по варианту 2, но в первые годы вывоз продукции производится в зимний период автотранспортом, затем — по нефтегазопроводу, который будет построен в 2003 г. и введен в эксплуатацию в апреле 2004 г.

При проектировании разработки Крутовского месторождения были выявлены особенности, связанные с несколькими причинами:

требуется уточнение ВНК залежей, так как ВНК условно был принят по нижнему отверстию перфорации;

границы зон замещения проведены условно из-за малого числа пробуренных скважин;

выбор расчетных вариантов разработки не позволяет варьировать плотностью сетки и бурить нагнетательные скважины вследствие малых запасов нефти месторождения;

разработка залежей ведется на естественном режиме с падением пластового давления, так как активность законтурных вод слабая;

бурение новых добывающих скважин не рентабельно, причиной высокой стоимости скважин является их большая глубина (2100...2500 м).

Повышение эффективности выработки запасов из малых месторождений связано с необходимостью создания и внедрения новых технологий. Для разработки данного месторождения предложено бурить боковые горизонтальные стволы с использованием имеющегося фонда разведочных скважин. Это предполагает одновременную добычу нефти двумя скважинами — вертикальной и горизонтальной.

Однако в настоящее время в Пермской области опыт бурения БГС и горизонтальных скважин (ГС) невелик. Основными причинами малого опыта бурения ГС являются ограниченный комплекс предварительных исследований, неудовлетворительное качество проектирования строительства. Теоретический расчет показывает, что увеличение дебитов ГС по сравнению с дебитами вертикальных возможно в 2...3 раза. На месторождениях Удмуртии и Татарстана бурение горизонтальных добывающих скважин достаточно эффективно.

Для месторождений с малыми запасами нефти эта технология актуальна, так как бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов обеспечивает наиболее полное извлечение нефти при меньших затратах.

Прогноз, выполненный с помощью компьютерного моделирования, показал, что конечная нефтеотдача для Крутовского месторождения благодаря двум пробуренным БГС и одной ГС увеличится на 56 %.

На основе промысловых и геофизических данных о строении пласта были построены гидродинамические модели с использованием программы ECLIPSE фирмы Schlumberger GeoQuest, представляющие собой трехмерные сетки: Крутовское поднятие, пласт Бш — сетка 70×64 узлов; пласт Бб — сетка 34×35 узлов;

пласт Фм — сетка 60×50 узлов; Высокомыское поднятие, пласт Бб — сетка 44×49 узлов. Горизонтальные сечения расчетных ячеек — квадраты со сторонами по 50 м. Вертикальные значения ячеек переменные и определяются неоднородностью и толщиной пласта от 0,8 до 2,1 м.

При создании геологической модели были выполнены следующие работы: построение структурной и литологической моделей, трехмерное моделирование свойств пластов, детальный подсчет запасов. Геологическое строение каждой залежи по разрезу представлено несколькими слоями (табл. 1).

Таблица 1

Пласт	Номера слоев
Залежь пластов Бш	
Бш <sub>1</sub>	1...10
Плотный	11
Бш <sub>2</sub>	12...20
Подстиляющий водонасыщенный	21
Залежь пласта Бб Крутовского поднятия	
Бб	1...15
Залежь пласта Бб Высокомыского поднятия	
Бб	1...15
Залежь пласта Фм	
Фм	1...22
Подстиляющий водонасыщенный	23...27

Гидродинамическая модель формировалась с использованием данных о начальной и остаточной нефтенасыщенности, масштабирования фазовых проницаемостей в скважинах, зависимостей свойств флюидов от давления, а также технологических показателей разработки.

Для апробации созданной математической модели были проведены расчеты по воспроизведению истории разработки пласта Бб Высокомыского поднятия скв. 194.

На этапе адаптации скв. 194 Высокомыского поднятия подбирали параметры законтурной области пласта, модифицировали фазовые проницаемости, определяли коэффициенты проводимости для каждого вскрываемого скважиной слоя, коэффициент продуктивности скважины. Сопоставление расчетных и фактических показателей разработки осуществляли с шагом в один месяц. Достоверность модели проверяли точностью совпадения расчетных и фактических показателей разработки для объектов в целом и индивидуально по скважине.

Результаты адаптации модели с целью воспроизведения текущей динамики добычи жидкости представлены на рис. 3.

Расчеты показали, что используемый метод воспроизведения истории гидродинамических параметров дает удовлетворительный результат и позволяет адекватно моделировать процесс разработки.

В процессе моделирования рассматривали три варианта.

В базовом варианте осуществляется прогноз технологических показателей при постоянных забойных давлениях; предусматривается ввод в разработку существующих разведочных скважин. В последующих вариантах моделируется бурение БГС с сезонной и круглогодичной эксплуатацией. В этих вариантах задавались те же условия разработки, что и в базовом.

Проведение численных экспериментов на геолого-технических моделях с помощью гидродинамического моделирования ECLIPSE показало, что достижение двукратного превышения дебитов ГС над дебитами вертикальных скважин возможно.

На рис. 4 отражена динамика годовых отборов нефти для рассмотренных вариантов. Расчеты показали, что после бурения БГС увеличение дебита в скважине составляет более 50 %. Уровни добычи в вариантах II и III различны за счет того, что в варианте II разработка залежей осуществляется только в зимнее время, а в варианте III — круглогодично. Коэффициент эксплуатации скважин по вариантам I и II принят равным 0,4 (скважины работают 146 дней в году), по варианту III в первые три года — до 0,4, в остальные — 0,945. Длительность работы скважин принимали индивидуально.

Сравнение вариантов разработки месторождения показывает, что вариант III характеризуется резким спадом дебита жидкости, тогда как в варианте с работой скважин в зимнее время наблюдается тенденция к снижению добычи продукции лишь через 10 лет после ввода скважин в эксплуатацию. Это объясняется тем, что за период, когда скважины находятся в режиме простоя, происходит восстановление пластового давления за счет действия вод законтурной области. Увеличение дебита при вводе скважины в работу после простоя изменяется в пределах 1,6...2,3 % (рис. 5).

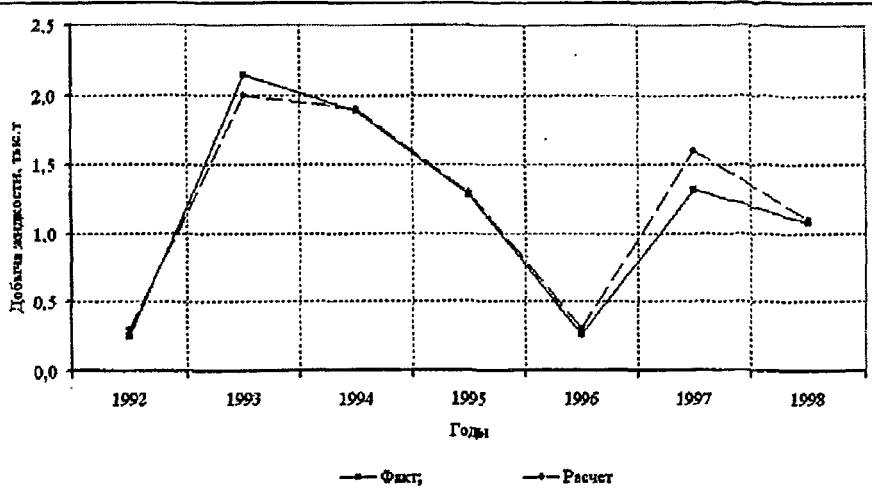


Рис. 3. Динамика добычи жидкости по скв. 194 на этапе воспроизведения истории

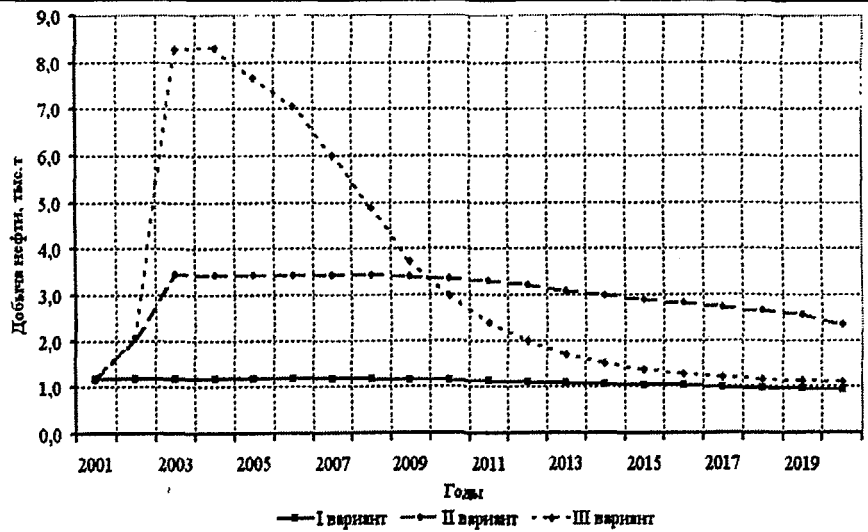


Рис. 4. Годовая добыча нефти

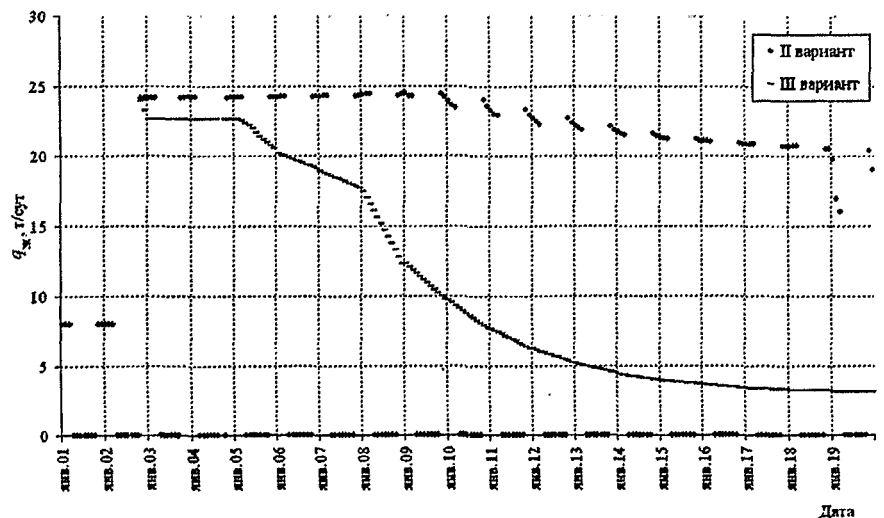


Рис. 5. Сравнение дебитов жидкости ( $q_w$ ) по вариантам (2001—2019 гг.)

Серьезной проблемой при моделировании явилось отсутствие фактических данных об обводнении продукции по залежам. Особенность обводнения объектов разработки учтена на основе анализа разработки

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 км<sup>2</sup>. 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-