

ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ДАНИЛОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. П. Балин, А. М. Брехунцов, А. А. Кузьмич
(ОАО "СибНАЦ"),
М. Ф. Печеркин
("ЛУКОЙЛ—Урайнефтегаз")

Даниловское месторождение относится к Шаимской группе нефтяных месторождений, расположенной в районе среднего течения р. Конды, притока Иртыша, в западной (приуральной) части Западно-Сибирской низменности. В физико-географическом отношении Даниловский лицензионный участок приурочен к средней части Широтного Приобья.

Ближайшими крупными разрабатываемыми нефтяными месторождениями являются Северо-Даниловское (северная граница), Тальниковое (западная граница), Западно-Талинское (82...85 км на северо-восток). В направлениях на восток и юго-восток от участка расположены Мансий-гьянское, Убинское, Филипповское месторождения.

В 1977 г. на Даниловском месторождении началось бурение первых добывающих скважин. Пробуренные скважины позволили сделать вывод о более сложном, чем предполагалось, геологическом строении месторождения.

Установлено чрезвычайно сложное строение доюрского складчатого фундамента, перекрывающего его платформенного чехла, выявлены многие законо-

Изложен подход к проблеме гидродинамического моделирования многопластовых месторождений, разрабатываемых как один эксплуатационный объект, где часть добывающих и нагнетательных скважин самостоятельно вскрывает отдельные пласты, а часть — в различных сочетаниях. Представлены результаты погрешности расчетных эксплуатационных параметров по сравнению с фактическими данными.

An approach to a problem of hydrodynamic modeling of multilayer fields being developed by one production facility is described, where one part of producing wells and injectors on its own tap separate reservoirs, while the other part of them does it in different combinations. Divergence between estimated development parameters and the factual ones is shown.

мерности распространения коллекторов и залежей на Даниловском месторождении. Месторождение находится на поздней стадии разработки. Высокие темпы отбора от остаточных запасов нефти при практически полной реализации технологической схемы разработки позволили усомниться в достоверности геологической модели месторождения и величине геологических и извлекаемых запасов (рис. 1).

Залежи нефти на Даниловской площади, как и во всем Шаимском районе, приурочены к выветрелым и трещиноватым породам фундамента, отложениям тюменской свиты, вогул-кинской толщи. Наиболее емкими коллекторами являются отложения вогул-кинской толщи, которая развита по склонам Даниловского поднятия.

Пласт P_1 распространен практически по всей площади месторождения. Пласт весьма неоднороден, выявлена закономерность изменения коллекторских свойств пласта P_1 по площади месторождения. На юго-западе месторождения пласт практически замещен на неколлектор. Иногда пласт P_1 практически сливается с корой выветривания и по составу от нее не отличается (скв. 2282). Наибольшее распространение пласт P_1 получил в центральной части месторождения, где он имеет максимальную толщину (8...20 м) и представлен коллекторами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) — мелкозернистыми песчаниками или алевролитами.

Пласт P_2 развит практически по всей площади месторождения, в литологическом отношении неоднороден. Он представлен как хорошими коллекторами, так и непроницаемыми разностями, сходными по составу с корой выветривания. Толщина пласта практически постоянна и составляет 5...10 м.

Пласт Т (тюменская свита) развит не повсеместно, в основном в западной части месторождения, и представлен

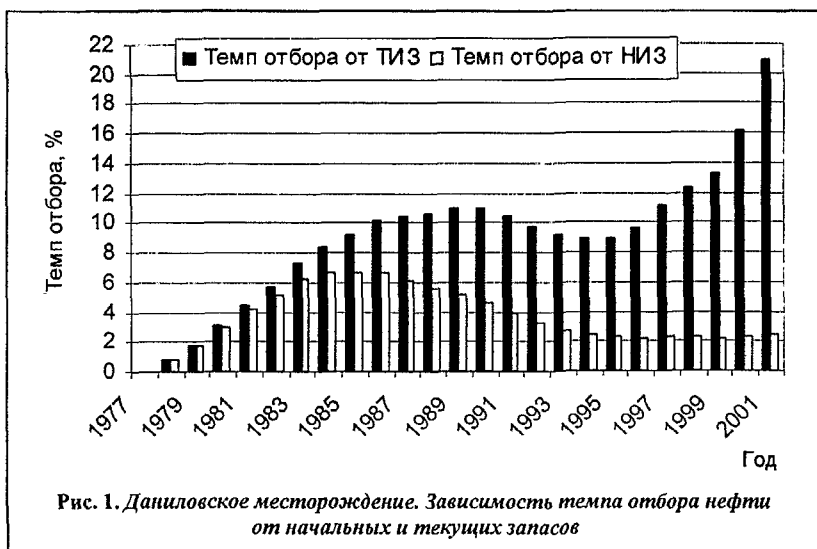


Рис. 1. Даниловское месторождение. Зависимость темпа отбора нефти от начальных и текущих запасов

чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников, содержащих прослой гравелитов и конгломератов. Преобладают в разрезах глинистые прослой, в них встречаются углистые прослойки. Коллекторами тюменской свиты являются песчаники и алевролиты. Пласт Т весьма неоднороден: изменяются как толщина пласта, так и его коллекторские свойства.

Отложения коры выветривания (КВ) присутствуют в основном в центральной, северо-восточной и юго-восточной частях Даниловского месторождения. Породы коры выветривания представлены выветрелыми фельзитовыми альбитопорфирами и порфирами, а также трахилипаритовыми и базальтовыми порфирами, туффитами и туффогенными песчаниками.

На месторождении пробурено 658 скважин, 318 из них находятся в добывающем фонде, 112 — в нагнетательном, 169 — в консервации и пьезометрическом фонде, 59 ликвидированы.

По состоянию на 01.09.2001 г. в бездействии, консервации и контрольном фонде находилось 114 скважин, участвовавших в добыче нефти. Добывающие скважины отключены из-за низкодебитности, связанной с геолого-физической характеристикой пластов, и по причине снижения дебита нефти из-за технологического обводнения:

58,8 % отключенных скважин работали с дебитом нефти до 0,5 т/сут, из них 71,6 % с обводненностью продукции более 90 %;

34,2 % — с дебитом от 0,5 до 2,0 т/сут, из них 25,6 % с обводненностью более 90 %;

7,0 % — с дебитом более 2 т/сут, из них 87,5 % с обводненностью до 50 %.

К геологическим особенностям месторождения относится разбиение всех пластов на ряд самостоятельных залежей (участков). В пласте П₁ выделяется 8 залежей, в пласте П₂ — 26 залежей, в пласте Т — 31 залежь, в пласте КВ — 21 залежь.

Начальные геологические запасы пласта П₁ по категории А+В+С₁ составляют 22,1 % от запасов месторождения, П₂ — 12,8 %, Т — 12,1 %, КВ — 52,9 %.

Другой особенностью месторождения является то, что, согласно технологической схеме разработки, все пласты объединены в один эксплуатационный объект. В связи с тем что пласты представляют собой большое число обособленных залежей, при освоении месторождения часть скважин самостоятельно вскрывала отдельные пласты, а часть — в различных сочетаниях.

По состоянию на 01.01.2002 г. пласт П₁ самостоятельно вскрывался и эксплуатировался в 86 скважинах, совместно с пластом П₂ — в 91 скважине, совместно с пластом Т — в 2 скважинах, совместно с пластом КВ — в 51 скважине, совместно с пластами П₂ и Т — в 5 скважинах, совместно с пластами П₂, Т и КВ — в 2 скважинах, совместно с пластами П₂ и КВ — в 24 скважинах. Таким образом, за время разработки месторождения в добыче нефти из пласта П₁ приняла участие 261 добывающая скважина.

Пласт П₂ самостоятельно вскрывался и эксплуатировался в 51 скважине, совместно с пластом П₁ — в 91 скважине, совместно с пластом Т — в 81 скважине, совместно с пластом КВ — в 14 скважинах, совместно с пластами П₁ и Т — в 5 скважинах, совместно с пластами П₁, Т и КВ — в 2 скважинах, совместно с пластами П₁ и КВ — в 24 скважинах. За время разработки месторождения в добыче нефти из пласта П₂ принимали участие 268 добывающих скважин.

Пласт Т самостоятельно вскрывался и эксплуатировался в 50 скважинах, совместно с пластом П₁ — в 2 скважинах, совместно с пластом П₂ — в 81 скважине, совместно с пластом КВ — в 3 скважинах, совместно с пластами П₁ и П₂ — в 5 скважинах, совместно с пластами П₁, П₂ и КВ — в 2 скважинах, совместно с пластами П₂ и КВ — в 4 скважинах. За время разработки месторождения в добыче нефти из пласта Т принимали участие 147 добывающих скважин.

Пласт КВ самостоятельно вскрывался и эксплуатировался в 91 скважине, совместно с пластом П₁ — в 51 скважине, совместно с пластом П₂ — в 14 скважинах, совместно с пластом Т — в 3 скважинах, совместно с пластами П₁ и П₂ — в 24 скважинах, совместно с пластами П₁, П₂ и КВ — в 2 скважинах, совместно с пластами П₂ и Т — в 4 скважинах. За время разработки месторождения в добыче нефти из пласта КВ принимали участие 189 добывающих скважин.

При эксплуатации нескольких пластов в одной скважине добыча нефти и жидкости расписывалась пропорционально вскрытой нефтенасыщенной толщине, что не всегда соответствует реальному распределению и может привести к большим погрешностям при настройке модели. В таблице представлены результаты расчета накопленной добычи нефти по группам скважин, эксплуатирующих пласты в различных сочетаниях. В одном случае добыча нефти расписывалась пропорционально вскрытой нефтенасыщенной толщине, в другом — пропорционально подвижности, т. е. произведению вскрытой толщины на проницаемость, в третьем — с учетом обобщенных результатов промысловых геофизических исследований скважин. Как видим, результаты могут отличаться существенно, и принятие решения по базовой добыче должно основываться на использовании всей геолого-промысловой и геофизической информации, полученной за всю историю разработки. В данном случае информация по добыче пластовых флюидов уточняется за весь период разработки по каждой скважине.

Еще одной особенностью месторождения является отсутствие экспериментальных работ по определению фазовых проницаемостей по нефти и воде, коэффициентов вытеснения нефти водой и остаточной нефтенасыщенности, распределения капиллярного давления от водонасыщенности. В рассматриваемой ситуации были использованы методы аналогии, создание расчетных зависимостей и их адаптация по данным истории разработки.

Даниловское месторождение.
Распределение добычи нефти по пластам (тыс. т)
за историю разработки

Объект	Через нефтенасыщенные толщины			Всего
	П ₁	П ₂	КВ	
П ₁	6849			6849
П ₁ -П ₂	4077	2726		6803
П ₁ -КВ	1261		1529	2790
П ₁ -П ₂ -КВ	1367	717	864	2948
Всего	13554	3443	2393	19390

Объект	Через проводимость $k \cdot h$			Всего
	П ₁	П ₂	КВ	
П ₁	6849			6849
П ₁ -П ₂	3835	2968		6803
П ₁ -КВ	1767		1022	2789
П ₁ -П ₂ -КВ	1890	766	292	2948
Всего	14341	3734	1314	19390

Объект	Через долевое участие скважин			Всего
	П ₁	П ₂	КВ	
П ₁	6849			6849
П ₁ -П ₂	4422	2381		6803
П ₁ -КВ	1841		949	2790
П ₁ -П ₂ -КВ	1739	973	236	2948
Всего	14851	3354	1185	19390

Построение гидродинамической модели Даниловского месторождения базировалось на геологической модели, в качестве основных данных для которой были использованы результаты оценки геолого-геофизической информации по всем пробуренным скважинам, вскрывшим разрез месторождения.

Фильтрационная модель отличается от геологической большей схематизацией строения — в ней все месторождение, состоящее из нескольких пластов, объединено в единый объект моделирования. Как было отмечено выше, согласно действующей технологической схеме разработки, утвержденной в 1990 г., одним из основных проектных решений является одновременная эксплуатация всех пластов.

Для расчета показателей разработки и настройки геологической модели на историю использована модель трехфазной фильтрации нефти, газа и воды black oil, реализованная в программном комплексе ECLIPSE компании Schlumberger.

Размеры расчетного участка и участка подсчета запасов ограничены границей лицензионной территории и составляют 35,1 × 22,7 км. Большая размерность пространственной сетки не только аппроксимирует реальное месторождение, но и поддерживает интересы недропользователя по предоставлению данных.

При построении учитывались все крупномасштабные детали строения месторождения (такие, как неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, слоистость и всевозможные тектонические нарушения).

Как было отмечено, на месторождении выделено 4 продуктивных пласта: П₁, П₂, Т и КВ. Эффективные толщины пластов варьируют в следующих пределах: П₁ — 0,01...12,128 м; П₂ — 0,03...8,5 м; Т — 0,015...16,125 м; КВ — 0,05...25,025 м. Общие толщины пластов составляют: П₁ — 0,02...25,67 м; П₂ — 0,03...21,32 м; Т — 0,1...131,67 м; КВ — 0,2...151,33 м. В зависимости от закономерности изменения общей толщины применена следующая схема выделения слоев в разрезе каждого пласта:

П₁ — разделение на 2 слоя пропорционально толщине коллектора;

П₂ — разделение на 2 слоя пропорционально толщине коллектора;

Т — разделение от кровли до подошвы на 9 слоев с интервалом 12 м;

КВ — разделение от кровли до подошвы на 7 слоев с интервалом 12 м.

Такая схема выделения гидродинамических слоев позволила реально воплотить неоднородность месторождения в модели и сократить число активных ячеек практически в два с половиной раза, что привело к сокращению времени расчета. По вертикали число ячеек составляет 23, включая глинистые разделы между пластами, моделируемые одним слоем.

С точки зрения точности расчетов, между скважинами размещено две-три ячейки сетки фильтрационной модели. Эта рекомендация основана на опыте моделирования реальных объектов и хорошо согласуется с размерами большинства мелких литологически ограниченных залежей, на площади которых находятся единицы добывающих скважин. Поэтому с учетом этих реализаций расстояние между узлами по осям X и Y принято 100 × 100 м. При этом размеры модели составили 326 × 239 ячеек по горизонтали.

Общее число ячеек в модели составило 1792022, из них активных 166385. Обоснование оптимальных размеров расчетных блоков с помощью анализа чувствительности не проводилось, так как сходимость на текущей модели составила около 90 %.

В данном случае размеры геологической сетки совпадают с принятой сеткой фильтрационной модели, поэтому вывод данных для гидродинамического моделирования выполнен непосредственно из геологической модели. Визуализация геолого-гидродинамической модели месторождения представлена на рис. 2.

Для определения капиллярных давлений и кривых относительных фазовых проницаемостей должен проводиться специальный анализ керна из продуктивных пластов рассматриваемого месторождения. Из-за отсутствия лабораторных анализов относительные фазовые проницаемости и кривые капиллярного давления подобраны в соответствии с критическими

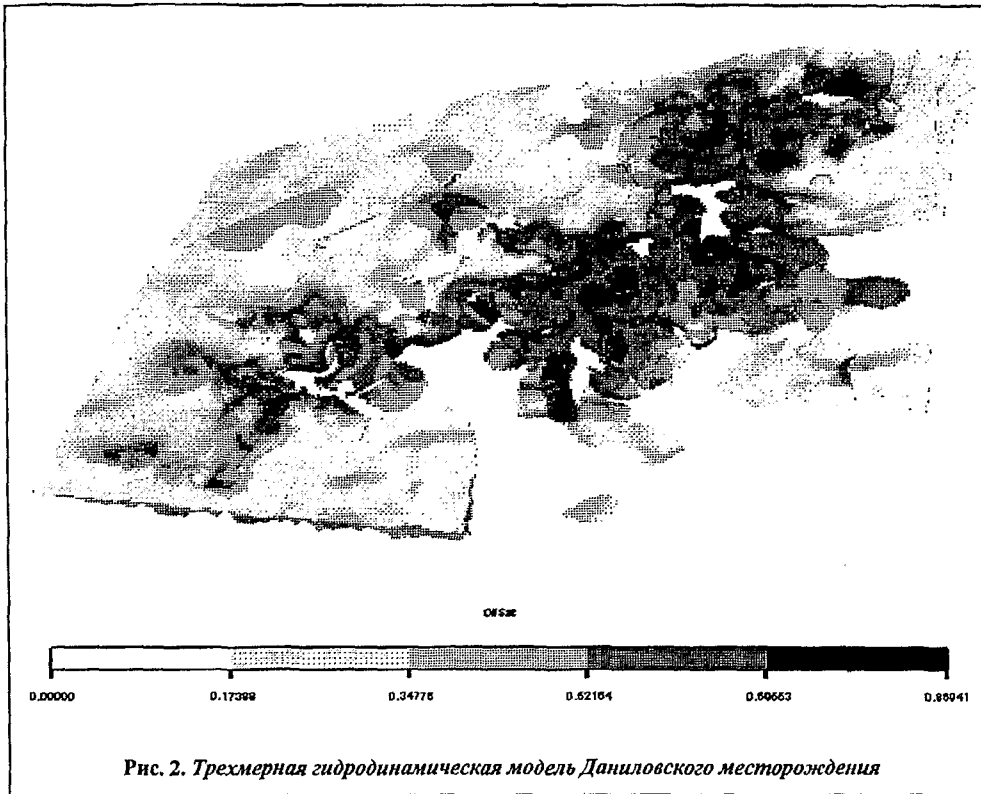


Рис. 2. Трехмерная гидродинамическая модель Даниловского месторождения

точками насыщенности, при которых начинают двигаться нефть и вода.

Так как для пластов П₁, П₂, Т и КВ эти критические точки различны, каждый пласт был смоделирован как отдельный регион, в пределах которого заданы одинаковые относительные проницаемости и кривые капиллярного давления. Построение кривых относительных фазовых проницаемостей проводили при помощи основного набора корреляций, реализованных в ECLIPSE OFFICE.

Функции капиллярного давления особое влияние оказывают на начальное распределение насыщенности. Отсутствие экспериментальных данных по определению этих функций диктует необходимость определения кривых капиллярного давления методом подбора по критерию соответствия начального распределения насыщенности расчетной модели начальному распределению насыщенности объектов по данным ГИС.

Из результатов исследований глубинных проб нефти Даниловского месторождения видно, что свойства нефтей по различным пластам изменяются значительно. Это дает основание не усложнять расчеты, применяя градиацию месторождения на различные PVT-регионы. Данный факт подтверждается совместной эксплуатацией всех четырех пластов одновременно. При подготовке данных для моделирования использовали стандартные корреляции, реализованные в ECLIPSE OFFICE. В качестве одного из основных условий было принято то, что в пласте происходит изотермическая фильтрация флюидов.

Задание начальных условий выполняли с учетом соответствия распределения давлений и насыщенно-

стей по ячейкам статическому равновесию, при котором скорости фаз равны нулю и давление является функцией от глубины благодаря действию капиллярно-гравитационных сил.

Начальные условия при построении модели задавали с помощью гидростатического равновесия — применение кривых капиллярных сил, задание ВНК, равновесного давления и критических точек фазовых проницаемостей. Месторождение отличается неоднородностью расположения водонефтяных контактов, что объясняется литологической и проницаемостной неоднородностью, преобладающей на площади распространения продуктивных горизонтов. Месторождение разделено на 65 регионов, имеющих разные

ВНК. При отсутствии в полном объеме информации для задания начальных условий распределения насыщенности, кривые капиллярного давления взяты по аналогии с существующими, причем проведена последующая их корректировка по сходимости запасов в пределах каждого пласта. Для примера кривая капиллярного давления и функции относительных фазовых проницаемостей по одному из пластов приведены на рис. 3.

При построении гидродинамической модели специальных расчетов по моделированию водонапорной системы не проводилось. Никакой из видов AQUIFER в расчетах не использовался, так как большинство залежей структурно литологически ограниченные и не имеют связи с законтурной областью. В рассматриваемом случае была использована естественная водонапорная система в пределах лицензионного участка месторождения, заданная с учетом начальных условий.

Вся информация по скважинам была подготовлена в дополнительной программе SCHEDULE, входящей в пакет ECLIPSE. При вводе данных использовалась вся полученная информация по скважинам:

координаты скважины на поверхности и инклинометрия;

номер скважины и принадлежность к группе по критериям управления (так как месторождение разрабатывается как единый объект, скважины были условно разделены на 14 групп по принадлежности к тем или иным пластам);

коэффициент эксплуатации;

радиус скважины;

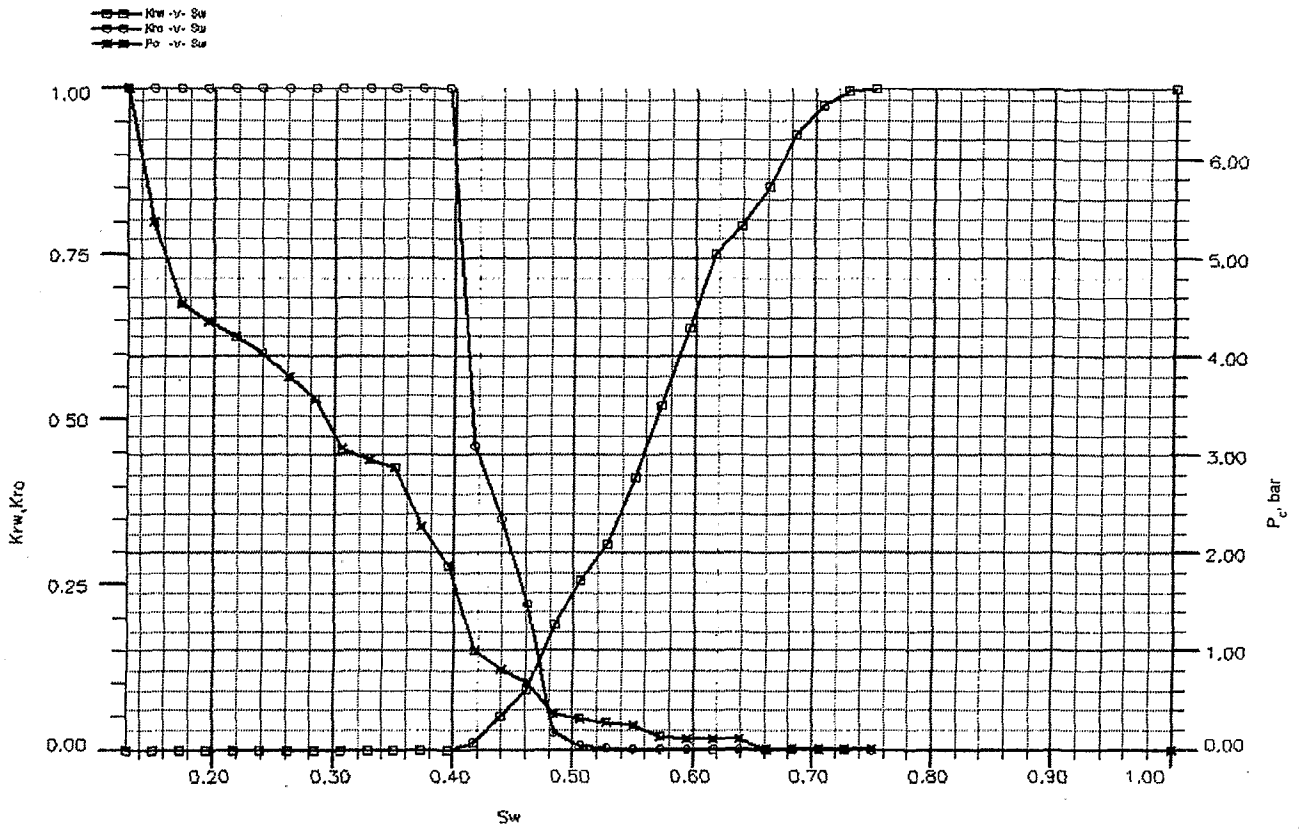


Рис. 3. Относительные фазовые проницаемости и капиллярное давление пласта KB

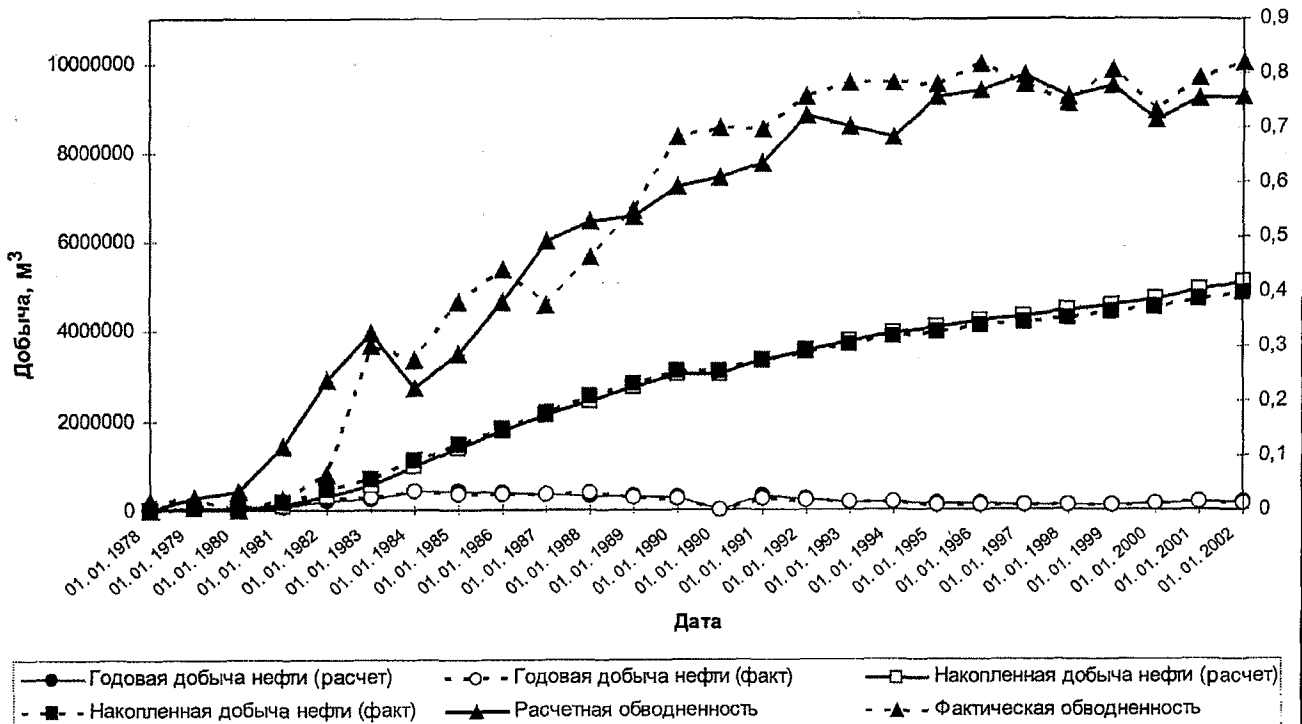


Рис. 4. Сравнение расчетных и фактических показателей пласта KB

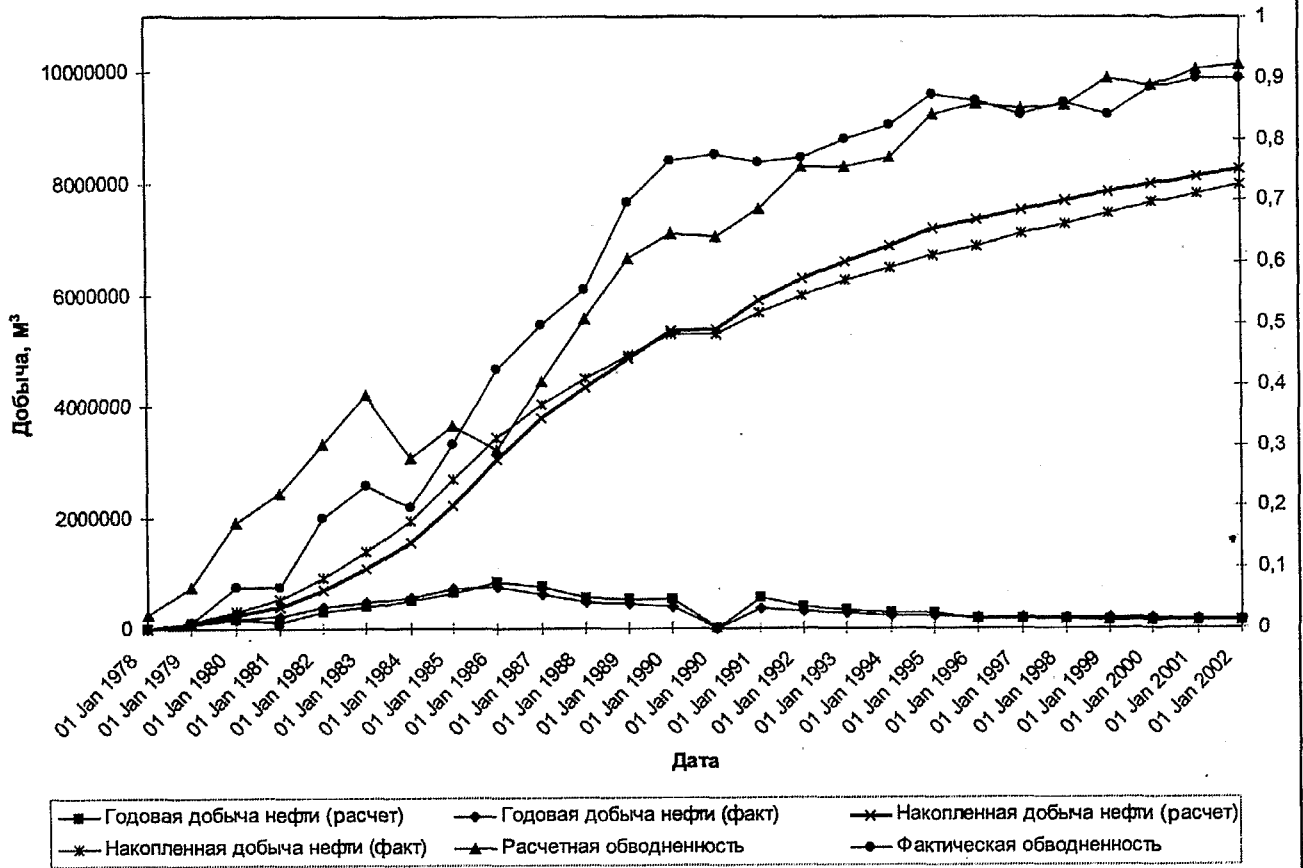


Рис. 5. Сравнение расчетных и фактических показателей пластов Π_1 и Π_2

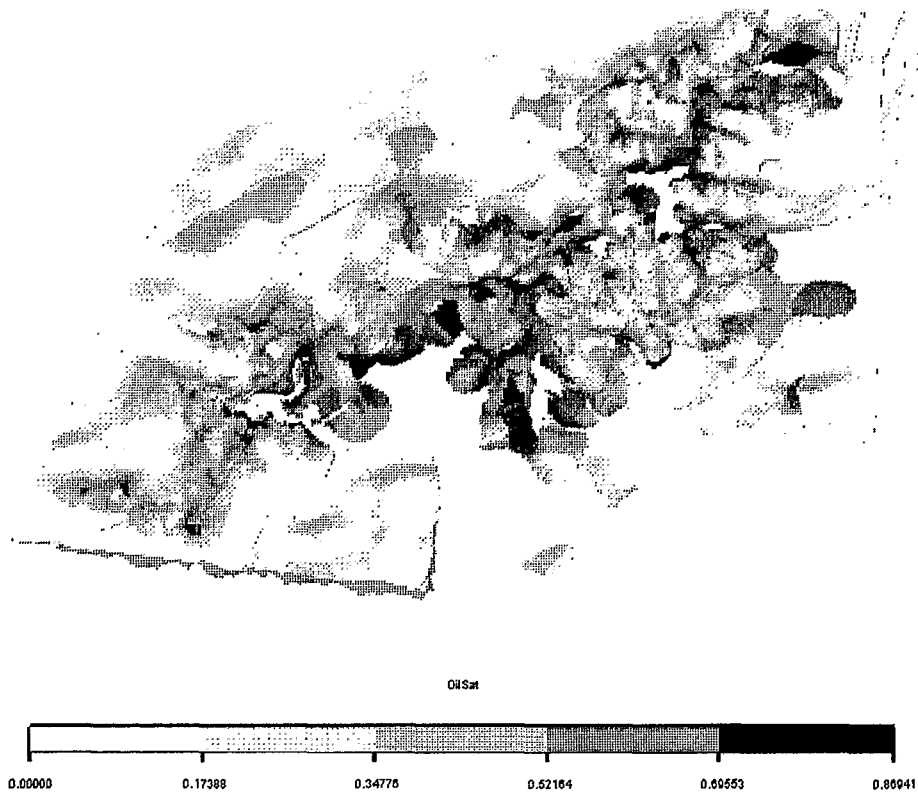


Рис. 6. Текущая нефтенасыщенность (01.01.2002 г.) Даниловского месторождения

скин-фактор (так как не все данные исследования скважин были интерпретированы, условно скин-фактор по скважинам приняли равным нулю);

режим работы скважины на конкретные даты: дебиты нефти, воды, газа и жидкости.

Гидродинамические потери давления в стволе являются незначительными, специальных программ для моделирования гидродинамических процессов в стволе скважины не использовалось.

Полностью вся информация по скважинам была рассмотрена очень детально. По каждой скважине была проанализирована история разработки и входные данные моделировались со следующими условиями: при воспроизведении истории добывающие скважины установлены контролем по жидкости, нагнетательные — по объему закачки и забойному давлению (23,5 МПа). Все геолого-технологические мероприятия моделировались с учетом изменения скин-фактора.

Так как месторождение имеет продолжительный срок разработки (25 лет), одним из основных параметров гидродинамической модели является история добычи нефти и жидкости на месторождении. Основным параметром уточнения фильтрационных свойств, в данном случае абсолютной проницаемости и функций относительных фазовых проницаемостей, является сходимость добычи жидкости из пласта. При сходимости этого параметра по накопленной величине из-за сложного строения месторождения, неточного учета добываемой продукции из конкретных пластов получено очень большое расхождение в накопленной добыче нефти и воды. Тогда контроль добычи был организован по выделенным 14 группам скважин. Каждый из четырех пластов выделен отдельным регионом по фильтрации флюидов. На этих регионах использованы индивидуальные относительные фазовые проницаемости по нефти и воде в соответствии

со сходимостью результатов добычи. При таком задании условий сходимость в накопленной добыче нефти составила около 20 %, а разница между фактической и расчетной годовой добычей по группам скважин достигала 50 %. Тогда для групп скважин также были применены индивидуальные функции относительных фазовых проницаемостей. Их уточнение при расчетах позволило получить относительно хорошие результаты сходимости при моделировании. Разница в накопленной добыче на конец исторического периода (01.01.2002 г.) составила менее 3 %. Сходимость по многочисленным группам скважин не превышает 5...10 % по накопленной добыче нефти. Обводненность по месторождению на конечный период совпадает с текущей. Распределение расчетного поля давления по месторождению как на конечном этапе, так и в промежуточных точках соответствует фактическому.

Для примера на рис. 4 представлено сравнение фактических и расчетных показателей по группе скважин, эксплуатирующих самый сложный объект — КВ, а на рис. 5 — по группе скважин, эксплуатирующих два пласта — П₁ и П₂. Результаты настройки модели по истории разработки оказались удовлетворительными.

На основе данной гидродинамической модели производится подготовка технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти Даниловского месторождения. Для этого по каждому из пластов, а точнее, по каждой залежи получены карты текущей нефтенасыщенности (рис. 6), на основе которых проводится прогноз технологических показателей разработки с учетом бурения дополнительного фонда скважин и применяются различные геолого-технологические мероприятия, такие, как гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов и т. д.