

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Н. Ф. Величина, начальник отдела геологического моделирования инженерно-методического отделения

В. Д. Епишин, начальник отдела гидродинамического моделирования инженерно-методического отделения

ОАО ЦГЗ

И. М. Индрупский, научный сотрудник, канд. техн. наук

ИПНГ РАН

М. Ю. Ахалкин, заместитель главного инженера по вопросам гидродинамического моделирования, канд. техн. наук

В. П. Степанов, ведущий инженер инженерно-методического отделения, канд. физ.-мат. наук

ОАО ЦГЗ



Адресные гидродинамические модели залежей углеводородов, используемые в технологических прогнозах разработки, постоянно совершенствуются и усложняются. Растут возможности компьютеров. Это позволяет проводить технологические расчеты вариантов разработки на все более детальных гидродинамических моделях. Однако для сложнопостроенных месторождений высоковязких нефтей, нефтегазоконденсатных залежей, в особенности на больших или гигантских по запасам объектах, где при моделировании требуется воспроизведение фи-

зико-химических особенностей технологий воздействия на пласт, эта задача не решена. Настоящая статья иллюстрирует приемы, к которым прибегли авторы при моделировании разработки залежи сеноманских пластов ПК₁₋₇ Русского нефтегазового месторождения, содержащего высоковязкую (162 мПа·с) нефть.

Отложения покурской свиты Русского нефтегазового месторождения (пласты ПК) образовались в континентальных условиях осадконакопления и не имеют в разрезе выдержанных по площади глинистых разделов. Они представляют собой единую гидродинамическую систему, разбитую на блоки тектоническими нарушениями. Деление на пласты является условным.

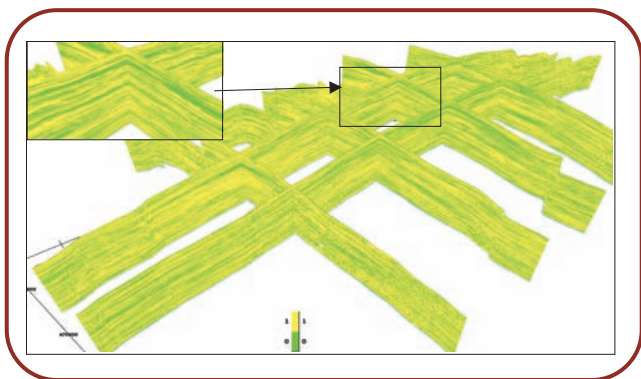


Рис. 1. Сечения куба литологии, построенного в единой сетке геологической модели пластов ПК₁₋₇ Русского месторождения

На основе геологической модели, отстроенной на весь объем залежи (рис. 1), была создана трехмерная гидродинамическая модель. При обосновании размерности и типа фильтрационной сетки особое внимание обращалось на следующие моменты: деление разреза моделируемого объекта на слои по вертикали должно быть максимально приближено к особенностям осадконакопления пластов ПК; число ячеек между проектными добывающими и нагнетательными скважинами в различных вариантах разработки должно составлять не менее 3–5; должны быть учтены естественные непроницаемые границы выделенных блоков.

Выделение слоев по вертикали проводилось с использованием геолого-статистического разреза (рис. 2).

Расстояниями между проектными скважинами определялись размеры ячеек расчетной сетки по латерали. Проектные варианты предусматривали площадную пятиточечную систему расстановки: только вертикальных скважин; многозабойных скважин с наклонно-направленным или горизонтальным боковыми стволами; комбинацию вертикальных нагнетательных и многозабойных добывающих скважин. Планируемое минимальное расстояние между добывающими скважинами в углах пятиточечного элемента разработки составляло 150 м. Для удовлетворения условия нахождения между скважинами 3–5 ячеек размеры последних

не должны были превышать 25×25 м. В исходной геологической модели размеры ячеек по осям X и Y составляли 100×100 м.

Формы разрывных нарушений на месторождении имеют сложную морфологию, что приводит к невозможности их учета в конфигурации гидродинамических ячеек. Поэтому для построения фильтрационной сетки использовали форму ячеек, близкую к ортогональной. Тип сетки – Corner Point Geometry.

Последующие гидродинамические расчеты выполнялись на основе комбинированного подхода с использованием двух видов гидродинамической сетки, построенной на всю площадь моделирования. Одна сетка имела размеры ячеек по осям X и Y 100×100 м, другая – 50×50 м. Для моделирования варианта «холодного» заводнения с размерами стороны элементов разработки более 400 м применялась сетка 100×100 м (1,6 млн ячеек). Сетка 50×50 м (6,3 млн ячеек) использовалась для расчетов вариантов того же заводнения с размером элементов разработки 300 м. Для расчетов полномасштабная модель по непроницаемым границам тектонических блоков делилась на четыре части. Кроме того, более детальная модель использовалась как основа при последующем формировании моделей характерных участков продуктивной площади, адекватно представляющих ту или иную часть залежи. Такие модели характерных участков применялись для расчетов всех оцениваемых на объекте технологий (в том числе тепловых МУН) при различных расстояни-

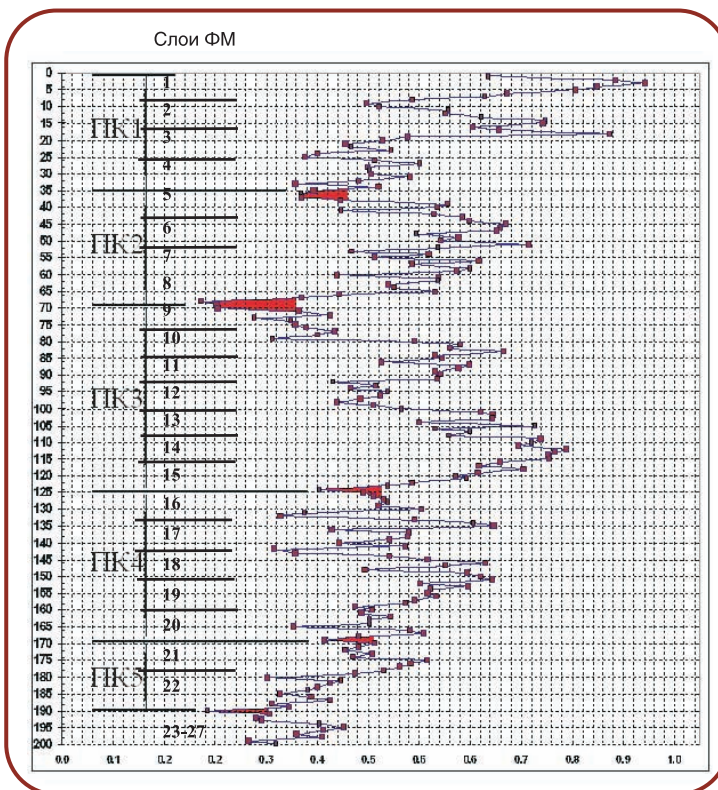


Рис. 2. Выделение слоев в пластах ПК₁₋₅ по частоте встречи коллектора в фильтрационной модели на основе геолого-статистического разреза (данные ЗАО «Недраконсалт»)

ях между скважинами.

Для адекватного моделирования тепловых технологий и закачки биополимера в технологических расчетах показателей разработки использовали качественно иной подход. Сущность этого подхода состояла в выявлении на залежи зон характерного строения и вычлениении из каждой зоны фрагмента модели, который по своим параметрам соответствовал средним характеристикам зоны в целом. Все дальнейшие расчеты проводились на этих моделях базовых участков. Для корректного выбора базовых участков моделирования были приняты во внимание следующие геолого-геофизические особенности сеноманского объекта (пластов ПК₁₋₇):

- ♦ наличие двух типов разреза, установленных по петрофизическим зависимостям для западной и восточной частей залежи;

- ♦ блочность строения месторождения (разные уровни ВНК и ГНК и, соответственно, разные этажи нефтеносности и разные эффективные толщины нефтяной оторочки в блоках);

- ♦ присутствие зон различной структуры насыщения подгазовой водоплавающей нефти (ГВНЗ) и водоплавающей нефти (ВНЗ);

- ♦ близкие средневзвешенные значения фильтрационно-емкостных параметров пласта по блокам в границах нефтяной оторочки;

- ♦ существенное различие в распределении запасов нефти по блокам (доля запасов нефти в 1-м блоке составляет около 77,6 %).

На основании анализа перечисленных факторов выявлено, что наиболее значимыми геолого-физическими отличиями блоков (определяющими результаты разработки их запасов высоковязкой нефти) являются характер насыщения разреза (или принадлежность вводимого участка к одной из двух зон ГВНЗ и ВНЗ) и эффективная толщина нефтяной оторочки. Схожие выводы получены и при проектировании систем разработки других нефтегазовых объектов*.

На площади месторождения были выделены 12 характерных участков, некоторые из которых оказались близки по характеристикам. Для массовых расчетов оставили шесть базовых (см. таблицу). Средние параметры по блокам и участкам – коэффициенты пористости ($K_{п.ср}$), проницаемости ($K_{пр.ср}$), нефтенасыщенности ($K_{н.ср}$) изменяются незначительно, тогда как этаж нефтеносности в разных блоках различается в несколько раз, в соответствии с чем изменяется и эффективная нефтенасыщенная толщина ($H_{эфн.ср}$). В границах выбранных базовых характерных участков вырезались участки сетки, включающие девять пятиточечных элементов разработки (рис. 3). При этом сетка каждого участка дополнительно измельчалась в центре по осям X, Y до 25×25 м. Кроме того, дополнительное измельчение проводилось и по разрезу в интервалах ВНК и ГНК так, чтобы минимальная толщина гидродинамического слоя составляла 2 м. Число ячеек в таких детальных моделях равнялось 15–40 тыс. Ремасштабирование на детальные сетки проводилось повторно с геологической модели. На детальных моделях базовых участков (центральном элементе), как представителей характерных зон строения залежи, определялись технико-экономические показатели различных вариантов разработки, отрабатывались наиболее эффективные технологии воздействия на пласт.

Размеры моделей участков изменялись пропорционально размеру элемента разработки. Другими словами, с ростом размера элемента (300×300 м; 450×450 м; 650×650 м) соответственно росли размеры моделей и запасы нефти. Изменение размеров участков выполнялось от центра к краю так, чтобы все три варианта модели участка имели близкие свойства в центральном пятиточечном элементе, по которому оценивалась нефтеотдача (в динамике по годам). Таким образом, каждая модель участка характеризовала определенную зону в единой модели (см. рис. 3).

В детальных моделях базовых участков размеры ячеек существенно уменьшены и составляют 2–4 м по вертика-

Основные характеристики моделей характерных участков и соответствующих им зон насыщения

Участок, блок	Высота газовой шапки, м Толщина нефтяной оторочки, м		$H_{эфн.ср}$, м	$K_{п.ср}$ нефтяной зоны, доли ед.	$K_{пр.ср}$ по ГДИС нефтяной зоны, мД	$K_{н.ср}$ нефтяной зо- ны, доли ед.
	в зоне	на участке				
Участок 1, блок 1	0–140	96	30	0,304	219	0,667
	63–90	63	30,7	0,300	209	0,660
Участок 2, блок 1	0–140	106	60	0,308	294	0,680
	63–90	83	48	0,301	223	0,667
Участок 6, блок 1	0	0	27	0,299	173	0,655
	63–87	80	28	0,298	191	0,645
Участок 8, блок 14	0–35	35	12,5	0,312	274	0,521
	0–20	17	12	0,309	275	0,533
Участок 9, блок 13	0	0	27,5	0,295	215	0,573
	0–60	56	25	0,297	228	0,534
Участок 11, блок 8	0–98	22	13,9	0,294	198	0,585
	0–26	18,6	13,7	0,296	212	0,590

*РД 39-0147035-214-87: Методическое руководство по проектированию применения теплоносителей при разработке нефтяных месторождений. Антониади Д. Г., Гарушев А. Р., Ишханов В. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар: Советская Кубань, 2000.

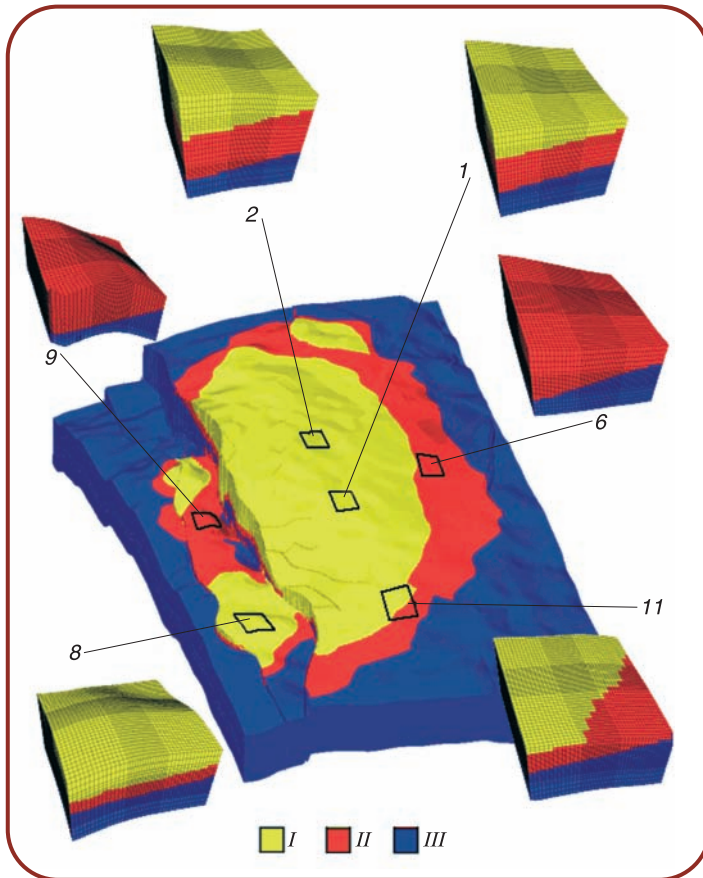


Рис. 3. Модели базовых характерных участков с детальной гидродинамической сеткой (номера позиций соответствуют номерам участков в таблице):
 I – газ; II – нефть; III – вода

ли, что сопоставимо с толщинами глинистых прослоев, поэтому они были использованы для учета реальной анизотропии в полномасштабной модели. Для настройки коэффициентов сообщаемости ячеек по вертикали в полномасштабной модели моделировались три варианта толщин непроницаемых прослоев. Таким образом, в полномасштабной модели воспроизводилась вертикальная сообщаемость, присущая детальным моделям базовых участков. Окончательно способ моделирования и учета влияния тонких локальных прослоев неколлектора в крупных ячейках полномасштабных гидродинамических моделей выбирался по итогам сравнения результатов расчетов. Сравнивались результаты расчетов, полученные на полномасштабной модели 1-го блока для выделенных в его границах 1-го, 2-го и 6-го базовых участков, с результатами, полученными на детальном моделях тех же участков. Во всех расчетах была использована единая схема разбуривания блока и участков. Сравнение результатов, полученных для трех разных условий сообщаемости по вертикали, позволило оценить влияние различий учета неколлекторов в каждом из трех случаев. В первом случае было сохранено результирующее распределение вертикальной проницаемости, полученное непосредственно по результатам проведения стандартной процедуры ремасштаби-

рования параметров ячеек из детальной геологической модели (без настройки). Во втором и третьем были введены понижающие множители на вертикальную сообщаемость отдельных ячеек, соответствующие пороговому значению толщины прослоев неколлектора (2 или 4 м), при котором эти прослои считались гидродинамическим экраном. В качестве эталона для сравнения использована динамика КИН, полученная в расчетах на детальном моделях характерных участков в зависимости от накопленной закачки воды по отношению к поровому объему нефтяной оторочки (безразмерная величина). Соответствующие графики для 1-го базового характерного участка показаны на рис. 4. Итогом анализа подобных зависимостей для трех участков стал вывод о том, что лучшее совпадение достигается при пороговом значении толщины прослоя неколлектора в 4 м. Это значение и было принято как критическое при корректировке вертикальной сообщаемости полномасштабных моделей.

Динамика технологических показателей разработки по всем блокам залежи нефти в пластах ПК₁₋₇ Русского месторождения рассчитывалась суммированием показателей, полученных на детальном моделях. Для подтверждения корректности этого приема необходимо было убедиться в неизменности начальной насыщенности в различных частях залежи на момент ввода каждого нового элемента разработки. Для выявления закономерности изменения насыщенности были использованы результаты специальных расчетов, проведенных на модели 1-го блока после введения анизотропии с воспроизведением условий заводнения водой пластовой температуры ($T_{пл} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$) для двух типов конструкций скважин – вертикальных и многозабойных. Для каждого типа скважин исследовались схемы с расстоянием между

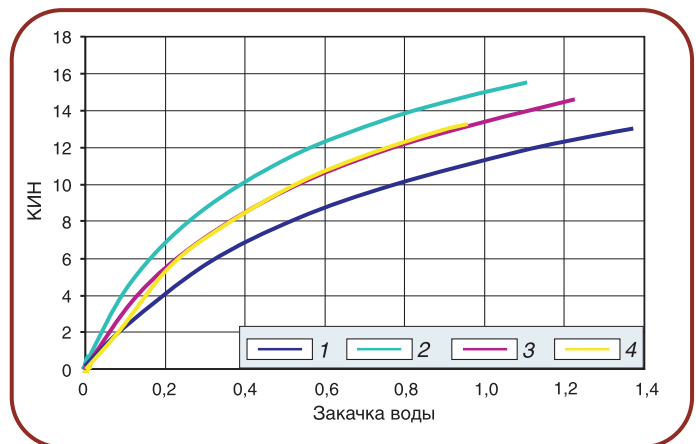


Рис. 4. Сопоставление динамики КИН для 1-го характерного участка в зависимости от накопленной закачки воды (безразмерная величина):
 1 – расчет по блоку без дополнительных множителей; 2, 3 – то же, с использованием дополнительных множителей, соответствующих пороговому значению толщины прослоев неколлектора 2 и 4 м; 4 – расчет на детальном модели участка

добывающими скважинами в элементе 450 и 650 м. Во всех четырех вариантах расчетов воспроизводился единый темп бурения и ввода элементов скважин (по 80 скважин в год) и в единой последовательности – от больших эффективных толщин к меньшим. При этом в каждом вновь вводимом элементе разработка осуществлялась с соблюдением условия 100 %-ной компенсации отбора закачкой. В результате этого перетоки, в первую очередь высоковязкой нефти между соседними элементами до начала их разработки, практически исключались. Из результатов расчета на полномасштабной модели вычленились показатели разработки 1-го и 6-го базовых участков, расположенных в зоне меньших толщин и вводимых соответственно в разработку только на 4-й и 13-й годы с начала разработки. Показатели разработки на обоих участках (в составе единой модели) автоматически учитывали изменения начальных условий насыщения и давления, которые могли быть вызваны разработкой соседних элементов. Участок 1 представляет собой зону подгазовой водоплавающей нефти (ГВНЗ), участок 6 – водонефтяную (ВНЗ).

Результаты сравнения условий насыщения 1-го и 6-го участков на разные моменты разбуривания показали, что для исследуемой схемы размещения скважин с полной компенсацией отбора закачкой состояние запасов нефти на соседних участках на момент ввода их в разработку незначительно отличается от начального. Изменение начальных запасов нефти в пределах участков пренебрежимо мало (в основном не более 0,3 %), изменение пластового давления не превышает 0,6 %, запасов газа и воды – 3 % (в большинстве случаев – менее 1 %). На основании этих результатов был сделан вывод о малом влиянии разработки соседних участков и практической неизменности начальных условий насыщения на любом вновь вводимом участке площади и на 4-й и на 13-й год после начала разбуривания блока. Это связано с высокими вязкостью и плотностью пластовой нефти (плотность нефти сопоставима с плотностью воды), а также с поддержанием компенсации отбора закачкой и высоким темпом разбуривания. Сравнение результатов расчета конечных показателей разработки, проведенных на полномасштабной модели и полученных по результатам суммирования показателей разработки представительных участков, показало, что отли-

чие между ними не превысило первых процентов. Таким образом, результаты специальных численных исследований подтвердили обоснованность и правомерность использования результатов расчетов на моделях характерных участков (в условиях их начального насыщения) для оценки суммарных технологических показателей разработки различных технологий по любому крупному блоку площади и месторождению в целом.

Разработанная и обоснованная в условиях залежей высоковязкой нефти в сеноманских пластах ПК₁₋₇ Русского нефтегазового месторождения комплексная методика расчета и оценки технологических показателей разработки высоковязкой нефти применима для блоков (залежей) любых размеров и конфигурации. Методика позволяет:

- ◆ создавать адекватные и представительные гидродинамические модели разного уровня: полномасштабные всей залежи с относительно крупной фильтрационной сеткой и детальные базовых участков для отдельных зон залежи с различным геологическим строением;

- ◆ рассчитывать технологические показатели разработки по относительно простым технологиям воздействия на пласт (вертикальные и многозбойные скважины, закачка холодной воды и оторочек полимера) как на полномасштабных моделях гидродинамически изолированных блоков залежи, так и с использованием детальных моделей участков; результаты применения тепловых методов воздействия на пласт корректно могут быть получены только на детальных моделях;

- ◆ путем сравнения показателей разработки базовых характерных участков вне и внутри полномасштабной модели уточнять в последней значение анизотропии.

Динамика технологических показателей для месторождения в целом достаточно точно может быть определена путем корректного суммирования динамики показателей, рассчитанных на базовых гидродинамических моделях характерных участков. Это обеспечивается высокими вязкостью и плотностью нефти, а также поддержанием 100 %-ной компенсации отбора закачкой и высоким темпом бурения и ввода элементов в разработку. Совместное использование разномасштабных гидродинамических моделей позволяет расширить диапазон оцениваемых технологий воздействия на высоковязкую нефть на крупных объектах сложного строения.