

В.М. Хусаинов, В.И. Диков, А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, Н.Б. Нурисламов
 НГДУ «Азнакаевскнефть», НПЦ РИТ ТатНИПИнефть, ЗАО «РИТЭК-Внедрение»

ПРОБЛЕМЫ ПОСТРОЕНИЯ И АДАПТАЦИИ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ БЛОКА 3 ПАВЛОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В связи с тем, что Павловская площадь находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью продукции, увеличением доли трудно-

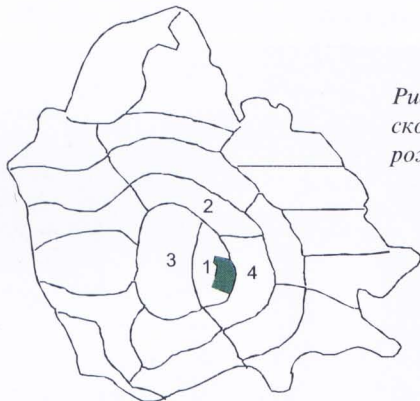


Рис. 1. Схема Ромашкинского нефтяного месторождения.

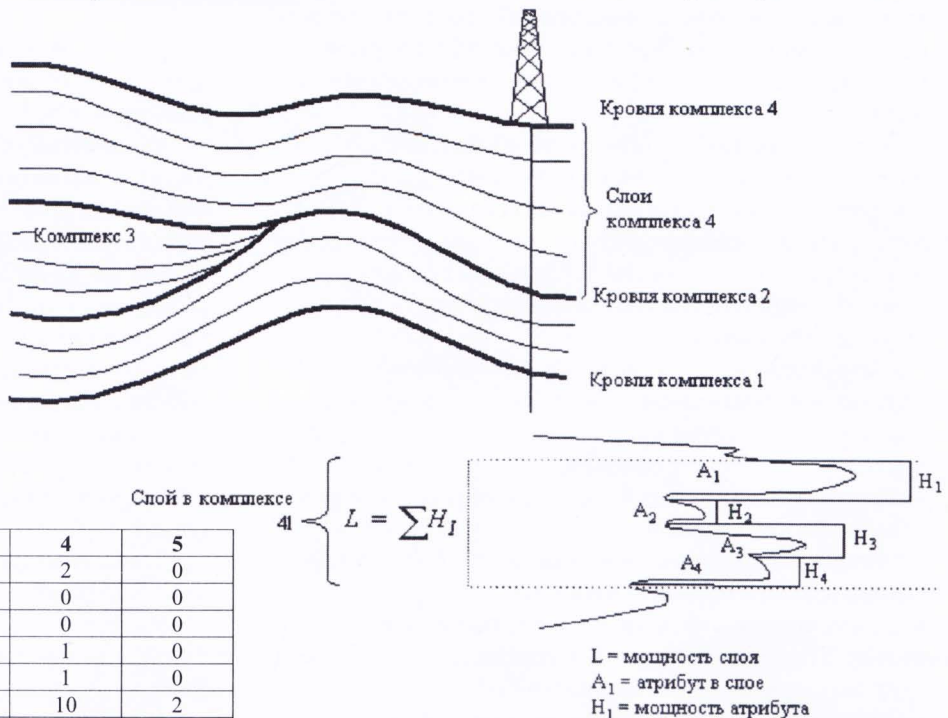
■ - Блок 3 Павловской площади. Площади: 1 - Павловская, 2 - Восточно-Сулеевская, 3 - Абдрахмановская, 4 - Зеленогорская.

была построена геолого-гидродинамическая модель, которая аккумулировала в себя весь многолетний опыт геологов ТатНИПИнефть, представления о строении площадей Ромашкинского месторождения и современные подходы к моделированию геологии и разработки объектов.

В работе над построением 3-х мерных геологической и гидродинамической моделей наряду с пакетами геологического и гидродинамического моделирования компании Landmark (OpenWorks, StratWorks, ZMAPplus, StrataModel, VIP) широко применялся программный комплекс АРМ Лазурит.

На основе оцифровки и переинтерпретации первичной геофизической информации скважин блока 3 Павловской площади и приграничных с блоком скважин (рис. 1) в НПЦ РИТ ТатНИПИнефть построена трехмерная геологическая модель по основным параметрам, необходи-

извлекаемых запасов, актуальной проблемой стал поиск зон, содержащих не выработанные коллектора. Самым современным средством, позволяющим решать эти проблемы, является создание и непосредственное применение на практике постоянно действующей геолого-гидродинамической модели. Недропользователь может в динамике отслеживать выработку запасов нефти, точнее прогнозировать добычу, моделировать геолого-технологические мероприятия по повышению нефтеотдачи, более обоснованно рассчиты-



Пласты	1	2	3	4	5
А	264	75	16	2	0
Б1	343	14	0	0	0
Б2	337	17	3	0	0
Б3	324	30	2	1	0
В	310	41	5	1	0
Г1	233	94	18	10	2
Г2+3	244	96	12	4	1
Д	309	46	2	0	0

Таблица 1. Распределение скважин по пластам и пропласткам.

вать экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

Для оптимизации процессов разработки блока 3 Павловской площади, при одновременном использовании всей накопленной геолого-промысловой информации

мым для анализа запасов, а также для моделирования гидродинамической обстановки. Переинтерпретация и оцифровка первичной геофизической информации проводилась совместно со специалистами Бугульминского управления геофизических работ. Анализ результатов, полученных при переинтерпретации геофизической информации и уточнение индексации пластов был проведен специалистами лаборатории геологического обоснования

Pavlov area of Romashkino field: 3-Block: Copyright (c) 2000. VIP-Group of Bugulma, Tatarstan in Russia.

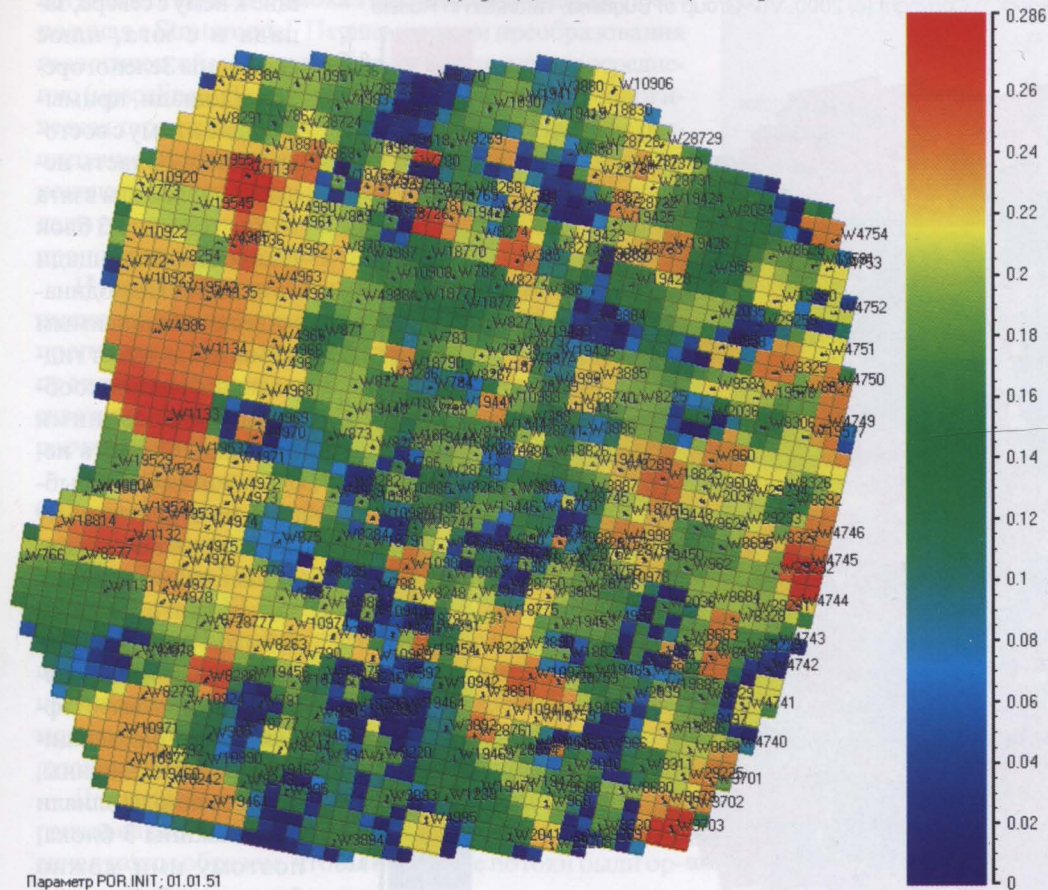


Рис. 2. Распределение пористости (Сетка направлена по потокам).

ли количественные параметры, при наличии индекса коллектора различных групп.

Для построения скважинной модели используются данные по скважине двух типов – непрерывные и дискретные. Примером непрерывных данных служит цифровая запись кривых, например, пористости с постоянным шагом по глубине. Дискретными данными являются результаты интерпретации – литология, перфорация. В зависимости от типа данных StrataModel предлагает различные методы их осреднения при интерполяции в пределах скважины.

Конечной целью данной работы являлось создание фильтрационной модели 3 блока Павловской площади, охватывающей всю историю разработки объекта. При этом требовалось проведение адаптации модели по истории разработки по объекту моделирования, оценка текущих запасов нефти, полей нефтенасыщенности и давления (рис. 2-5).

Область исследования модели включает в себя непосредственно 3 блок Павловской площади плюс некоторые ряды соседних блоков Павловской площади, примыкаю-

A	17.8
B1	5.3
B2	6.4
B3	10.7
B	10.7
Г1	30.2
Г2+3	18.1
Д	0.8

Таблица 2. Распределение запасов по пластам (%).

изменилась индексация и толщины пластов группы пород коллекторов. Среднее значение проницаемости составило 420 мкм², пористости – 0,194, до переинтерпретации эти величины составляли 328 мкм² и 0,190 соответственно.

Начальные балансовые запасы, принятые по блоку 3 Павловской площади и полученные после переинтерпретации геофизической информации, расходятся на 3%.

Интерпретация данных ГИС на подавляющем большинстве скважин Павловской площади выполнялась ручным способом, так как они были пробурены до 1988 года. Это означает, что каталоги ГГД составлены путём осреднения количественных параметров на толщину пропластка – коллектора. В рамках данной работы было переинтерпретировано 38 % скважин. Для переинтерпретации выбирались скважины, в которых отсутствова-

и контроля процесса разработки ТатНИПИнефть, совместно со специалистами НГДУ «Азнакаевскнефть» и ЗАО «РИТЭК-Внедрение».

После корреляции по геолого-стратиграфическому разрезу по 42% скважин

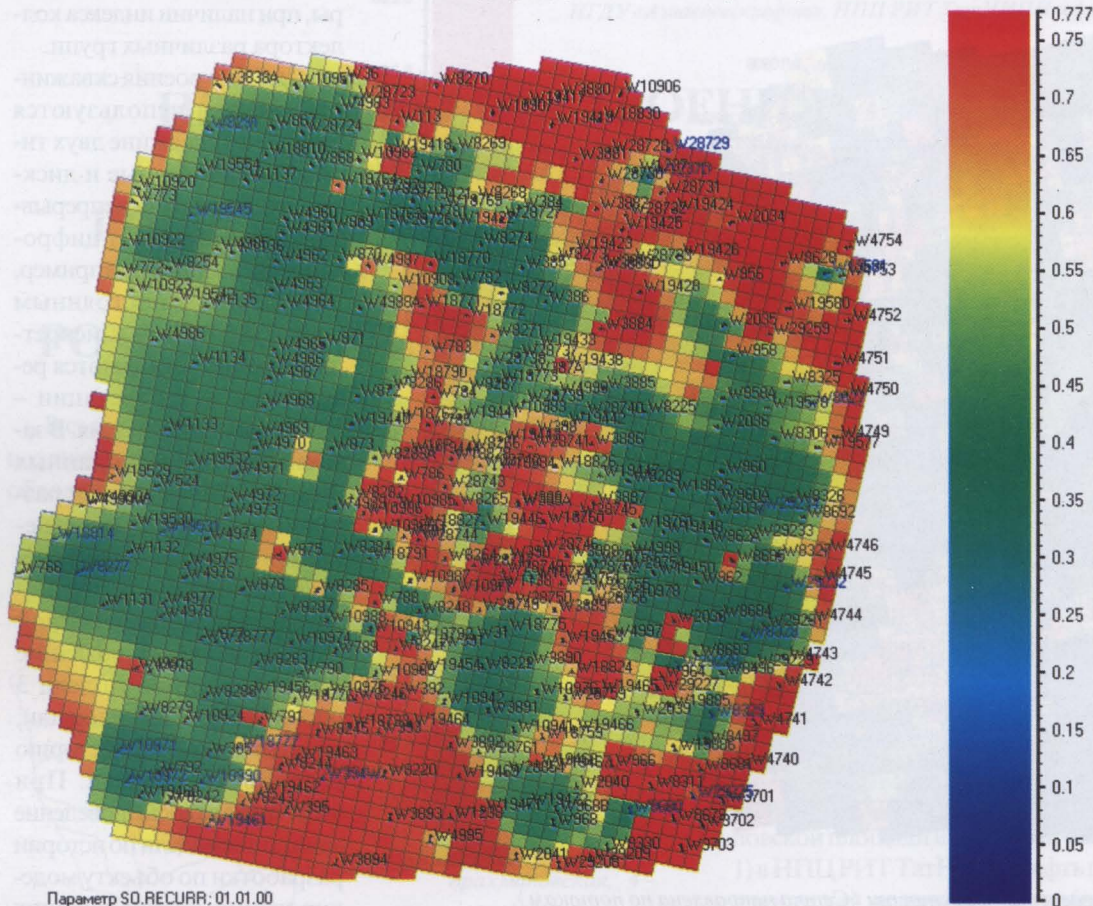
A	2
B1	1
B2	1
B3	2
B	2
Г1	2
Г2+3	2
Д	1

Таблица 3. Распределение слоев по пластам.



Рис. 3. Дебиты нефти и воды модельные и фактические по блоку 3 Павловской площади и по модели в целом.

Pavlov area of Romashkino field: 3-Block; Copyright (c) 2000, VIP-Group of Bugulma, Tatarstan in Russia.



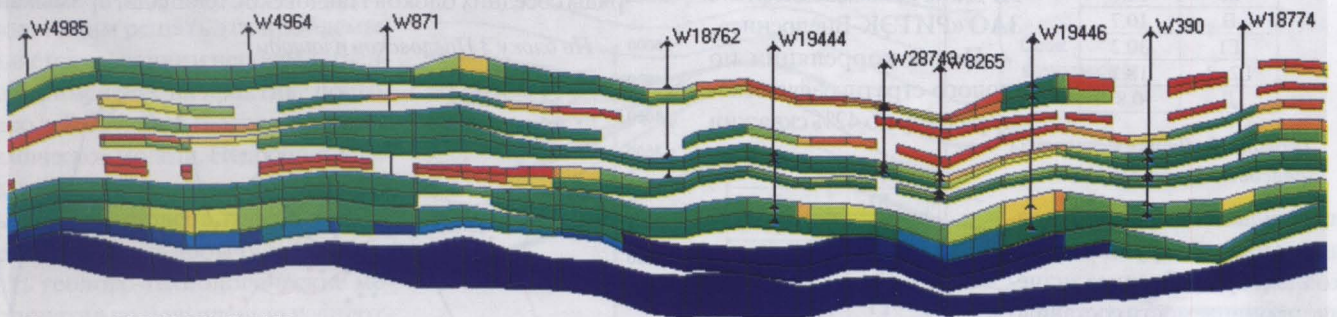
Параметр SO.RECURR: 01.01.00

Рис. 4. Поле нефтенасыщенности на 01.01.00, пласт Д1А.

щие к нему с севера, запада и с юга, плюс скважины Зеленогорской площади, примыкающие к нему с востока. Такая область исследования была взята в силу того, что 3 блок Павловской площади не является гидродинамически независимым объектом, а имеет гидродинамическое сообщение с соседними блоками. Область исследования была выбрана по структурному принципу и по принципу наличия вблизи блока скважин с высоким дебитом или приемистостью. Ошибки, связанные с краевыми эффектами, приходящими на эти скважины, существенно не влияли на скважины 3 блока, поэтому ими можно было пренебречь.

Для создания фильтрационной модели была использована гео-

Pavlov area of Romashkino field: 3-Block; Copyright (c) 2000, VIP-Group of Bugulma, Tatarstan in Russia.



Параметр SO.RECURR: 01.01.00

Рис. 5. Распределение нефтенасыщенности на разрезе.

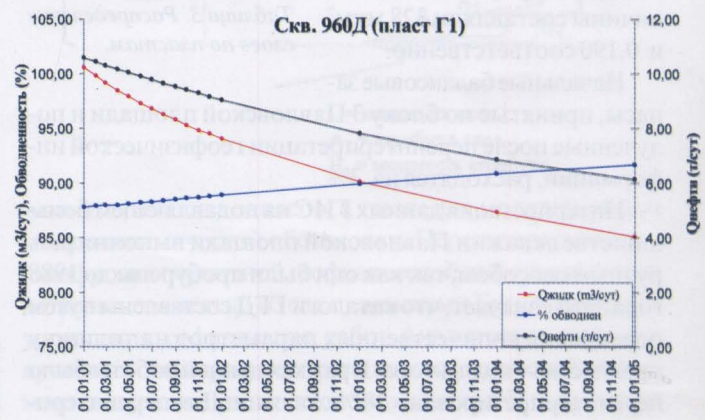
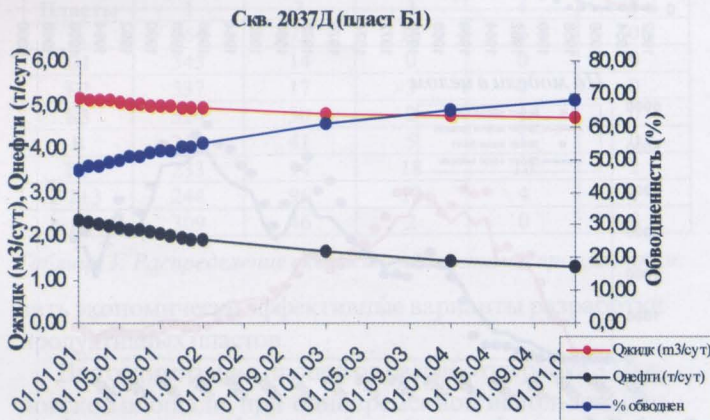


Рис. 6. Технологические показатели разработки по скважинам 2037Д и 960Д.

логическая модель 3 блока Павловской площади, построенная в Stratamodel. Первым этапом преобразования геологической модели явилось ее вертикальное осреднение (upscaling). Для этого была изучена такая геологическая характеристика объекта как литологическая расчлененность, наличие в каждом пласте пропластков и их количество. Максимальное количество пропластков в модели равно пяти. Распределение скважин по пластам и пропласткам приведено в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что, например, 264 скважины имеют по одному пропластку в пласте А, 75 скважин – 2 пропластка, 16 скважин – 3 пропластка, 2 скважины – 4 пропластка, 5 пропластков не встретилось ни в одной скважине. Анализ результатов показывает, что наименее расчлененными являются пласты Б1, Б2, Д.

Далее для принятия решения об осреднении модели было рассмотрено распределение начальных балансовых запасов по пластам (таблица 2).

Из таблицы 2 видно, что процентное содержание запасов в пластах Б1, Б2, Д достаточно мало, что в сочетании с их наименьшей расчлененностью позволило моделировать каждый из этих пластов одним слоем. Остальные пласты, а именно А, Б3, В, Г1, Г2+3 разбиты на два модельных слоя каждый. Таким образом, получаем следующую разбивку модели на слои (таблица 3):

Для гидродинамических расчетов использована ортогональная сетка 60х60х13 с шагом около 150 м, построенная таким образом, чтобы основные потоки были ортогональны граням ячеек сетки.

На основе построенной модели было рассчитано 12 прогнозных вариантов разработки до 2005г. При этом предполагалось бурение двух новых скважин 960Д и 2037Д, для действующих скважин использован режим заданного забойного давления, равного 10 МПа.

Варианты прогноза основаны на том, что скважина разрабатывает только один продуктивный пласт. В разрезе скважины 960Д имеется 5 прогнозных продуктивных пластов, в разрезе скважины 2037Д – 7 продуктивных пластов. Таким образом, получено 12 суммарных пластопересечений, по каждому из которых рассчитан отдельный вариант прогноза. Для скважины 960Д – это пласты А, Б2, В, Г1, Г2, для скважины 2037Д – это пласты А, Б1, Б2, Б3, В, Г1, Г2.

В данной статье приводятся графики двух вариантов прогнозов (рис. 6).

Однако, в результате расчетов выяснилось, что расчетные пластовые давления не соответствуют фактическим по пластам Г1 и Д, а это, в свою очередь, говорит о том, что в гидродинамическую базу внесены не совсем верные сведения по закачке воды за годы эксплуатации. При адаптации расчетных пластовых давлений к фактическим за счет подгонки объемов воды, принятых при заводнении, изменятся показатели полей остаточной нефтенасыщенности, при этом гидродинамическая модель будет более корректной.

В дальнейшем предполагается сопровождение модели, которое заключается во внесении в модель данных по вновь пробуренным скважинам, улучшение качества адаптации гидродинамической модели и расчет прогнозных вариантов разработки.

*Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов,
Р.Г. Фархуллин, О.А. Никашев,
А.А. Губайдуллин, Р.К. Ишхаев,
В.М. Хусаинов*

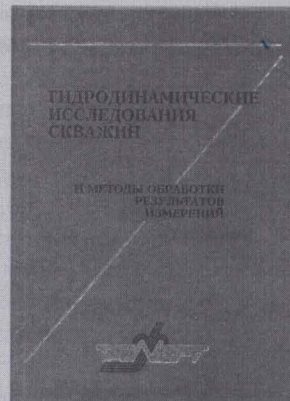
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

ISBN 5-88595-055-5

М., ОАО «ВНИИОЭНГ».
1999.-227 с.

В работе представлены техника и технология производства промысловых гидродинамических исследований пластов и скважин, а также методы обработки результатов измерений, в том числе с использованием вычислительных машин. Рассмотрены глубинные приборы и оборудование для спуска их в скважину, звукометрические методы исследования скважин, особенности определения давления в скважинах при известных уровнях. Показаны методы исследования скважин при установившемся и неустойчивом режиме фильтрации без учета и с учетом притока, а также исследования межскважинного пространства методом фильтрационных волн давления. Особое внимание уделено программе обработки результатов гидродинамических исследований на вычислительных машинах.

Для специалистов нефтегазодобывающих предприятий, занимающихся вопросами контроля процесса разработки нефтяных месторождений.



Об авторах:

Хусаинов Васил Мухаметович - главный геолог НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть», канд. геол.-минерал. наук.

Диков Виктор Иванович - заместитель начальника Научно-производственного центра развития информационных технологий (НПЦ РИТ) ТатНИПИнефть, тел. (85514) 3-87-45, 97-147.

Насыбуллин Арслан Валерьевич - заведующий группой моделирования НПЦ РИТ

ТатНИПИнефть, тел. 97-028

Лифантьев Алексей Владимирович - ведущий инженер НПЦ РИТ ТатНИПИнефть, тел. 97-032

Нурисламов Наиль Баширович - главный геолог УПНГ ЗАО «Ритек-Внедрение», р.п. Актюба, ул. Губкина, 24.