

# ГАЗОВАЯ

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ИЮЛЬ 1997

## ИПНГ

Российская специфика организации

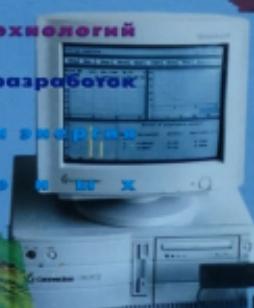
фундаментальных исследований

Новая школа нефтегазовых технологий

Прикладной характер научных разработок

Академические традиции и энтузиазм

молодых ученых



$$v_f = 2v' v \sqrt{v(v' + v)}$$



# Особенности проектирования разработки морских месторождений углеводородов

**Н. Еремин:**

Последние десятилетия характеризуются исключительно быстрыми темпами освоения нефтяных и газовых ресурсов континентального шельфа. В настоящие времена на акваториях разведано более 1300 месторождений нефти и газа, из которых около 300 находятся в разработке, а ежегодная добыча составляет более 30% общемировой. Накопленная добыча на морских месторождениях уже приближается к 10 млрд. т. Постоянно увеличивается и глубина моря проведения разведочного и эксплуатационного бурения, которые варьируются до 400–600 м, а в отдельных случаях превышают 1000 м (например, –1574 м на месторождении Альбакара в Бразилии). Таким образом, совершенно очевидно, что морская нефтедобывающая промышленность превратилась в самостоятельную отрасль, а проектирование разработки нефтяных месторождений – в важнейшую проблему их освоения, так как ее оптимальное решение позволяет существенно повысить рентабельность разработки и накопленную добычу.

Разработка морских месторождений углеводородов по сравнению с таковыми на суше характеризуется некоторыми отличиями, оказывающими как положительные, так и отрицательное влияние на ее эффективность:

- специальные эксплуатационные платформы – основной фактор, определяющий капитальныеложения, и, следовательно, рентабельность освоения месторождения;
- ограниченное число скважин, размещенных на платформе (хотя влияние этого ограничения в последние времена существенно снижается за счет бурения скважин с подводным заканчиванием);
- необходимость демонтажа платформ после завершения эксплуатации месторождения, что снижает рентабельность разработки;
- более широкое использование горизонтальных и наклонно направленных скважин;
- ограниченное число применяемых методов воздействия при эксплуатации (в основном – естественные режимы, заводнение и фонтанный способ эксплуатации);
- технологические возможности эксплуатационной платформы по сбору, хранению и подготовке нефти и газа накладывают опре-



деленные ограничения на добчу жидкости, нефти и газа;

- более высокие риски по обеспечению экологической и технологической безопасности работ;
- как правило, значительные извлекаемые запасы, что обуславливает длительный период максимальной добычи и среднюю продуктивность скважин.

Особенности проектирования разработки морских месторождений УВ обусловлены, прежде всего, спецификой их разреза:

- меньшим объемом геологической информации (ввиду сокращенного числа разведочных скважин, который, в известной мере, компенсируется данными сейсморазведки, выполненной в основном по методике ЗМ);
- соотношением промышленных запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$  соответственно – 50:60 и 40:50 %.

Состав проектных работ при разработке морских месторождений существенно же отличается от состава для континентальных месторождений: геологическое моделирование, оценка запасов, имитационное моделирование, оптимизация профиля добы-

чи, определение технико-экономических показателей разработки, более широкое использование ЗМ сейсмики для построения геологических моделей, а сами геологические модели чаще строятся на базе статистического, а не детерминированного моделирования. Прогнозирование дебета эксплуатационных скважин основывается на тестовых исследованиях разведочных и оценочных скважин.

Имитационные модели морских месторождений в подавляющем большинстве случаев трехмерные, многоязычные. Моделирование проводится на программных пакетах типа "ECLIPSE", "COMPU", "DESKTOP-WP", "MORE", "SIGMAVIEW" и др. Наиболее широко используется при морской разработке естественный режим утепловодонапорный и растворенного газа. Из вторичных методов разработки нефтяных месторождений, в основном, применяются заводнение и нагнетание природного газа. В качестве методов увеличения нефтеотдачи используются методы нагнетания растворителей и смешивающегося природного газа.

Проектирование разработки многопластовых морских месторождений затруднено из-за ограниченного числа скважин, расположенных на платформах. Однако эта проблема успешно решается за счет модуль-спутников с подводным заканчиванием скважин.

Постановка задачи выбора эксплуатационных объектов заключается в том, чтобы из всех возможных вариантов объединения пластов в один эксплуатационный объект рекомендовать такой вариант, при котором пласти, вошедшие в него, характеризовались бы максимальным сходством гидродинамических характеристик и при этом в наибольшей степени обеспечивали достижение поставленных целей. В частности, для Приразломного месторождения в Печорском море рассматривались задачи выделения эксплуатационных объектов по совокупности четырех пластов: I<sub>a</sub>, I<sub>b</sub>, I<sub>b</sub><sub>2</sub> и I<sub>c</sub>. Оценка сходства пластов проводилась на основе теории нечетких множеств по следующим параметрам: площадь залежи, эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент песчанистости, нефтенасыщенность, балансовые запасы нефти. Наиболее высокая степень сходства отмечена для пластов I<sub>b</sub><sub>2</sub> и I<sub>c</sub> (степень близости равна 0,88). Для остальных пластов характеристика низкая степень сходства (порядка 0,1). Однако было рекомендовано рассматривать все пласти как единый эксплуатационный объект в связи с тем, что

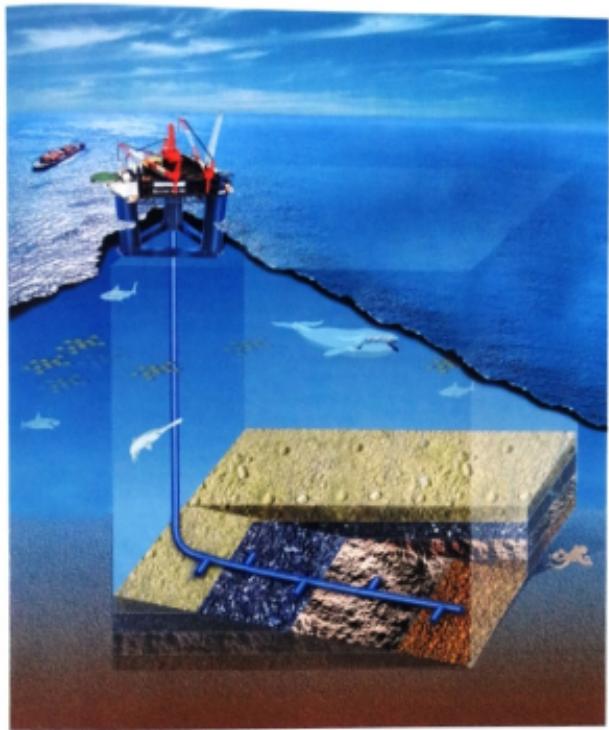


Рис. 1. Вскрытие четырех пластового Приразломного месторождения пятилатеральной скважиной

между ними отсутствуют существенные по толщине непроницаемые покрышки.

Как правило, соотношение добывающих и нагнетательных скважин – два к четырем. Число скважин на морских месторождениях обычно в 2 раза меньше, чем на аналогичных на суше.

Горизонтальные скважины с длинным извлечением (до нескольких километров) в основном используют для дренирования запасов углеводородов, расположенных на участках залежей, удаленных от платформ.

В последние годы появились новые технологии освоения залежей с применением так называемых многолатеральных скважин (рис. 1). Напомним, что горизонтальной скважине называется скважина, у которой перфорированная часть ствола располагается почти перпендикулярно вертикали в пределах резервуара и имеет протяженность до нескольких километров. Многолатеральной скважине называется сложная разновидность горизонтальных скважин с одной и более боковыми латералью (ветвями), расположенными в пределах резервуара. Латерали располагаются под различными углами друг к другу. В целом для многолатеральных скважин характерна тенденция к снижению продуктивности с ростом числа латералей, которая в основном справедлива для однородных залежей. С ростом неоднородности фильтрационно-емкостных свойств резервуара рост числа латералей приводит к некоторому возрастанию производительности, так как многочисленные латерали вовлекают в разработку слабоизученные воздействием части залежи.

Кроме того, для протяженных горизонтальных скважин не исключены технологические и экономические риски при вскрытии частей резервуара с тектоническими нарушениями, которые могут являться проводниками подавленной воды и способствовать резкому обводнению скважин. Тогда как многолатеральные скважины с такой же длиной перфорированной части ствола позволяют снизить эти риски за счет расположения либо на больших расстояниях от тектонических нарушений, либо за счет их обхода.

Примером эффективного применения такого вида скважин могут служить расчеты по определению оптимального числа скважин при разработке Приразломного месторождения в Печорском море (рис. 2). В технологической схеме разработки Приразломного месторождения был рекомендован к внедрению комбинированный вариант с применением наклонно направленных и горизонтальных скважин (общий фонд

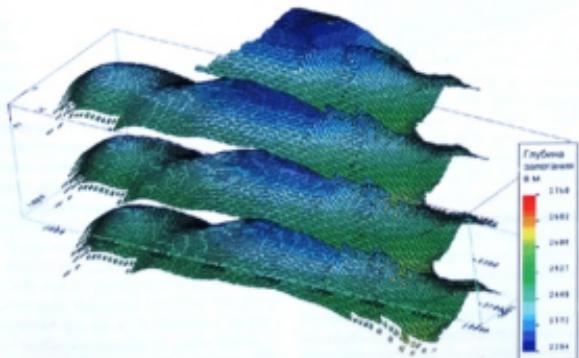


Рис. 2. Сеточная модель Приразломного месторождения для расчета технологических показателей

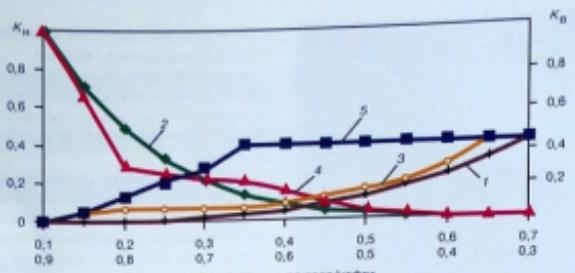


Рис. 3. Кривые относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, использованные в расчетах:  
1 – относительная проницаемость по воде (по керну); 2 – относительная проницаемость по нефти (по керну); 3 – модифицированная относительная проницаемость по воде (по данным ВНИИнефти); 4 – модифицированная относительная проницаемость по нефти (по данным ВНИИнефти); 5 – модифицированная относительная проницаемость по воде, принятая для гидравлических расчетов.



Рис. 4. Многогратеральная система размещения скважин на Приразломном месторождении

– 55 скважин, соотношение числа горизонтальных и вертикальных скважин составляет 0,375). Следует отметить, что система разработки Приразломного месторождения уникальна – впервые в мире система за воднение будет реализовываться на морском месторождении с самого начала разработки. Другой отличительной особенностью проектирования Приразломного месторождения является то, что все ЗМ про строения геологических параметров (пиритность, нефтегазосодержание и др.) были выполнены с использованием современных компьютерных технологий обработки результатов двухмерной сейсмики, ГИС и исследований керна. Полученная ЗМ геологическая модель была затем приведена к псевдо-ЗМ имитационной модели для гидродинамических расчетов.

Определенный научный интерес представляет сравнение многогратеральных систем скважин с рекомендуемым вариантом размещения скважин на Приразломном месторождении. При расчетах использовались модифицированные функции проницаемости (рис. 3). При этом рассматривались варианты комбинированной системы расположения скважин на многогратеральных скважинами (рис. 4) практически не уступают рекомендуемому варианту по технико-экономическим показателям, но существенно уменьшают технологические риски. Коэффициент извлечения за 20 лет разработки по этому варианту составил 0,342.

В заключение хотелось бы отметить, что проектирование разработки морских месторождений нефти и газа на основе современных достижений в сейсмике, разведке, промысловом геофизике и компьютерной обработке и интерпретации геолого-промышленных данных позволяет в сжатые сроки и с минимальными затратами получать проектные решения, которые существенно повышают рентабельность разработки морских нефтяных и газовых залежей.

# С о д е р ж а н и е

<b>Геология, геофизика, геохимия нефти и газа</b>	1
Дмитриевский А.Н.	Новые горизонты фундаментальной науки .....
Балков Б.М.	Ультрадородная дегазация Земли и генезис нефтегазогенеративных месторождений .....
Володич И.А.	Системно-геодинамические исследования на объектах газовой промышленности .....
Абубакова Л.А.	Системный анализ роли подземных вод нефтегазосвязанных бассейнов .....
Богомялковский В.И., Хрупко А.К., Будагова Т.А., Добрынина С.В.	Аномотропные свойства осадочного чехла континентального шельфа .....
Резванов Р.А.	Повышение информативности ГИС .....
Рыжков М.Б., Ульмасов Ф.С.	Пропоз месторождений ультрадородов – путь повышения эффективности их поисков .....
Соболкин Н.А., Яковлев О.П., Доманова Е.Г., Соколов В.Н., Кузьмин В.А., Грагорьев Г.А., Игерова Т.В., Шарова Н.А., Баринова О.И., Никонов Г.А., Барамзина В.А.	Эволюционные процессы самоорганизации и фазовых преобразований породообразующего минерально-органического вещества залежей ультрадородов .....
<hr/>	
<b>Процессы, прогнозы и модели экологического мониторинга</b>	19
Максимов В.М.	Экология природно-техногенных систем газовой промышленности .....
Ульмасов Ф.С.	Геологические условия возникновения зон ядерной аварийности МГ в северо-Западной Сибири .....
Казанкова Э.Р.	Принципы системной организации полей напряжений в литосфере .....
Гридин В.И.	Сопряженный мониторинг экологического состояния нефтегазосвязанных экваторий .....
<hr/>	
<b>Физика, химия и гидромеханика гористых сред</b>	32
Гордеевский Е.Е., Кулаков В.Д., Федюнина Л.В.	Универсальность критических явлений и свойства ультрадородных флюидов .....
Булейко В.М., Воронин В.Л.	Исследование структуры гористой среды на термодинамические параметры одно- и двухкомпонентных южных систем .....
Ланфилов М.Б.	Гидродинамика процессов в газохидратистом пласте и проблема их регулирования .....
Максимов А.М., Чурсин А.С., Жуков И.В.	Невозвратные акустические волны в гористых средах .....
Макаров А.И.	Моделирование процесса сейсмокустического воздействия на пласт при стационарной фильтрации газа .....
<hr/>	
<b>Методы и системы разработки залежей нефти и газа</b>	50
Захаров И.С., Захаров З.С.	Регулирование разработки месторождений природных ультрадородов .....
Еремин Н.Я., Кефедж И.И., Сурман В.В.	Особенности проектирования разработки морских месторождений ультрадородов .....
Юфиц П.А., Зайцев И.Ю., Щепинкин Н.Е., Боголюбих Д.Н.	Комплексный подход к задачам разработки нефтегазохидратистых месторождений Прикамской области .....
Михайлова К.Н.	Геотехнологическое обеспечение повышения дебита скважин .....
Захаров С.Н.	Повышение газо-, нефте- и конденсатогодичной продуктивности пластов .....
Брусиловский А.И.	Фазовое состояние и теплофизические свойства пластовых смесей: теория и вычислительный комплекс .....
Ибралимов А.И., Некрасов А.А.	Математическое моделирование разработки газовых месторождений горизонтальными скважинами в трёхмерной постановке .....
Захаров И.С.	Abstracts of the articles .....
<hr/>	
<b>Презентации</b>	94
Автоматизированная система «MDCT»: многослойный коррелятор геолого-геофизических разрезов скважин .....	39
Центр независимой экологической экспертизы объектов нефтяной и газовой промышленности (Нефтегазоцентр) .....	31
Инфракрасный анализатор ИКАН-1 .....	47
Установка для переработки нефтяных газов .....	48
Учебно-научный комплекс «Центр гористых сред» .....	49
Компьютерное моделирование протяжённых трубных систем в нефтегазовых технологиях .....	55
Фотонная корреляционная спектроскопия для науки, техники и образования .....	56
Центр компьютерных технологий нефтяной и газовой промышленности .....	58
Современные западные технологии и перспективный опыт российских учёных .....	60
Технология экспериментального изучения процессов формирования и эксплуатации залежей УВ и ПДГ .....	87
Б	92

# ГАЗОВЫЙ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Июль 1997

Ежемесячный производственно-технический журнал

Основан в январе 1956 года

УЧРЕДИТЕЛЬ  
Российское акционерное общество  
**«Газпром»**

Главный редактор  
**РЕЗУНЕНКО В.И.**

Редакционный совет:

БАСНИЕВ К.С.  
БОЙКО А.М.  
ВОЛЬСКИЙ Э.Л.  
ГРИЩЕНКО А.И.  
**ГРУНВАЛЬД В.Р.**  
ДАНКИН Д.М.  
ЖУЧЕНКО И.А.  
КАРПЕЛЬ Е.Е.  
КОРОТАЕВ Ю.П.  
НИКОНЕНКО И.С.  
ПОНОМАРЕВ В.А.  
ПУШКИН А.А.  
РОЗЕНЦОВА Л.И.  
СЕЛИХОВА Е.К.  
СТАТИВКО В.Л.  
СТЕПАНОВ С.С.  
(зам. гл. редактора)

Ответственный секретарь Т.Ларинова  
Ведущий редактор номера Т.Иванова  
Компьютерный дизайн А.Торин  
Набор Л.Фролова  
Компьютерная графика Г.Николаев  
Компьютерная верстка А.Берлога,  
Е.Линкова

ЛР №063695. Лицензия на печать 30.06.1997 г.  
Формат 60x84/8. Бумага мелованная  
глянцевая для офсетной печати.  
Услуги № 12.0.  
Ч/ч. № 18.95. Тираж 2800 экз.

Оплачено в ОАО «Внешторгиздат»  
Москва, ул. Ильинская, 7.

Адрес редакции: 117084, Москва, ГСП,  
ул. Нижегородская, 16.  
Телефон: 930-06-95, 133-91-70, 133-74-90  
Факс: 133-61-58

© Издательство «Газовая пресса», 1997  
При перепечатке материалов ссылка на «Газовую промышленность» обязательна

