



НАДЫМ



ГАЗПРОМ

МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ
И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ
И ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

НА ПРИМЕРЕ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛОГИИ
ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ
ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НАДЫМГАЗПРОМ»

**О.М. ЕРМИЛОВ, А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ, И.М. ЧУПОВА,
В.В. ДМИТРУК, А.В. КОНОНОВ, Ю.Г. ТЕР-СААКЯН,
В.Р. ЛИВШИЦ, В.О. КРАСАВЧИКОВ**

МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

**На примере газовых месторождений
севера Западной Сибири**

Ответственный редактор
академик *А.Э. Конторович*



НОВОСИБИРСК
ИЗДАТЕЛЬСТВО СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

2003

УДК 504.05:62/69
ББК 30.69
М54

Рецензенты

доктор геолого-минералогических наук *В.И. Дёмин*,
кандидат геолого-минералогических наук *В.Б. Леонтович*

Утверждено к печати

*Ученым советом Института геологии нефти и газа ОИГГМ
им. А.А. Трофимука СО РАН*

М54 **Методы** обработки и представления геолого-геофизической и промысловой информации (на примере газовых месторождений севера Западной Сибири) / О.М. Ермилов, А.Н. Дмитриевский, И.М. Чупова и др. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. — 62 с.
ISBN 5-7692-0646-2.

При изучении геологического строения газовых месторождений Крайнего Севера, исследовании процессов, происходящих в пластах в результате их истощения, обводнения и т.д., часто возникают проблемы, которые не могут быть решены традиционными методами. В книге рассматриваются некоторые способы обработки результатов промысловых, геологических и геофизических исследований для решения таких задач, как выделение высокопродуктивных газоотдающих интервалов, прогноз продуктивности коллекторов, совместная интерпретация данных геофизических и газогидродинамических исследований, выявление технологических причин обводнения продукции, представление обобщенной информации в графическом виде.

Книга рассчитана на специалистов в области геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений, геологов, геофизиков, студентов нефтегазовых и геологических факультетов вузов.

УДК 504.05:62/69
ББК 30.69

ISBN 5-7692-0646-2

© Коллектив авторов, 2003
© Институт геологии нефти
и газа ОИГГМ СО РАН, 2003
© ООО «Надымгазпром», 2003
© Издательство СО РАН, 2003

ВВЕДЕНИЕ

Основной объем добычи российского газа приходится на сеноманские отложения месторождений Крайнего Севера Западной Сибири. Следует отметить, что эти залежи имеют единую водонапорную систему, тонкослоистое строение, большие этажи газоносности и высокие коллекторские свойства, сравнительно небольшие глубины залегания и обширные площади газоносности; начальные пластовые давления близки к гидростатическим. Аналогов таких месторождений в мировой практике добычи газа не существует.

Детальное изучение геологического строения сеноманских газовых залежей показало, что пласты-коллекторы с различными фильтрационно-емкостными свойствами, глинистые пласты имеют случайное распределение в объеме самой залежи. Это дает возможность корректно использовать методы математической статистики и теории вероятностей для решения различных задач при эксплуатации таких месторождений и контроле за их разработкой. В настоящей работе рассматривается ряд нетрадиционных способов решения проблемных вопросов на примере Медвежьего месторождения, но они могут быть успешно использованы и на других месторождениях, имеющих аналогичное строение.

1. ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ АНАЛИЗЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Многие ученые используют оригинальные принципы и подходы при решении задач анализа разработки месторождений и контроля за ней. С нашей точки зрения, наиболее полно эти задачи применительно к месторождениям природных газов сформулированы в работах С.Н. Закирова [7, 31], А.Н. Кирсанова [10, 11, 19], А.И. Ширковского [42]. Анализу разработки нефтяных месторождений посвящено намного больше исследований по сравнению с газовыми, что вполне объяснимо рядом объективных причин. Большой вклад в изучение вопросов анализа и контроля внесли Л.Ф. Дементьев [2, 3], В.Г. Каналин [9], Б.М. Орлинский и В.М. Арбузов [23], а также многие другие исследователи.

Литературные источники свидетельствуют о том, что в практике геолого-промышленного анализа на нефтяных месторождениях используется большое количество коэффициентов, параметров, комплексных показателей. Одних только специальных показателей геологической неоднородности более 40.

Проведенный в работе М.А. Токарева [40] анализ показал, что основные геолого-физические и технологические показатели, используемые при прогнозе и контроле нефтеотдачи (а следовательно, и при анализе разработки залежи или отдельных пластов), можно сгруппировать следующим образом (табл. 1.1):

1. Показатели, характеризующие физико-химические свойства насыщающих флюидов.
2. Показатели, отражающие изменчивость коллекторских свойств пласта и эффективной толщины.
3. Специальные коэффициенты и комплексные показатели неоднородности.
4. Показатели, отражающие строение водонефтяной зоны.
5. Показатели, характеризующие технологию разработки.

Рассмотрим более подробно показатели из табл. 1.1, которые, на наш взгляд, представляют несомненный интерес при анализе разработки Медвежьего месторождения.

Важнейшие характеристики продуктивных пластов — пористость, нефте(газо)насыщенность и проницаемость — определяют их емкостные и фильтрационные свойства. Корреляционные связи между этими параметрами значимы и детерминированы условиями формирования залежей. Пористость и

Таблица 1.1

Основные показатели, рекомендуемые при моделировании процесса нефтеизвлечения

Группа	Показатель	Обозначение	
<i>Геолого-физические</i>			
1	Вязкость пластовой нефти, МПа · с	μ_n	
	Относительная вязкость	μ_b	
	Содержание асфальтенов, %	A	
	Содержание асфальтенов и смол, %	$A + C$	
	Пластовая температура, °С	T	
	Плотность пластовой нефти, т/м ³	ρ_n	
	Пластовый газовый фактор, м ³ /м ³	G	
	2	Математическое ожидание пористости, %	M_m
		Стандартное отклонение пористости, %	σ_m
		Коэффициент вариации пористости	W_m
Математическое ожидание нефтенасыщенности, %		$M_{кн}$	
Стандартное отклонение нефтенасыщенности		$S_{кн}$	
Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %		$W_{кн}$	
Коэффициент проницаемости, мкм ²		$k_{пр}$	
Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м		$Mh_{эф}$	
Стандартное отклонение толщины пласта, м		$\sigma_{эф}$	
Коэффициент вариации эффективной толщины, %		$Wh_{эф}$	
3	Математическое ожидание толщины пропластков, м	$Mh_{пр}$	
	Стандартное отклонение толщины пропластков, м	$\sigma_{h_{пр}}$	
	Коэффициент вариации толщины пропластков, %	$Wh_{пр}$	
	4	Коэффициент расчлененности	K_p
		Коэффициент песчанистости	K_n
		Коэффициент литологической связанности	$K_{лс}$
		Комплексные показатели неоднородности	$K_{неодн}, K'_{неодн}$
	4	Коэффициент гидропроводности · 10 ⁻¹¹ , м · м ² (Па · с)	Kh/μ
		Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	$Q_{ВНЗ}$
		Относительная площадь ВНЗ	$S_{ВНЗ}$
<i>Технологические</i>			
5	Темпы отбора жидкости, %	$T_{ж}$	
	Текущая плотность сетки скважин, га/скв.	S	
	Плотность сетки скважин, га/скв.	S'	
	Текущие запасы нефти на скважину, тыс. т/скв.	Q	
	Запасы нефти на скважину, тыс. т/скв.	Q'	
	Соотношение закачки и отборов жидкости	$q_{зак}/q_{отб}$	

проницаемость пласта-коллектора генетически обусловлены важнейшей его характеристикой — удельной поверхностью, которая тесно связана с остаточной водонасыщенностью пласта-коллектора и, в свою очередь, определяет коэффициент вытеснения нефти при разработке, а следовательно, и конечную нефтеотдачу. Все три параметра практически характеризуют один фактор, и в статистических моделях можно пользоваться одним из них, что положительно скажется на исключении взаимовлияния [2]. Несмотря на то что коэффициент проницаемости — это один из основных параметров при гидродинамических расчетах показателей разработки, число точек его определения по залежи обычно небольшое. Геофизические методы оценки коэффициента проницаемости, как правило, несопоставимы с лабораторными и гидродинамическими. Отсюда следует важный вывод о том, что при статистическом моделировании залежи или ее отдельных участков, если недоста-

точно определений проницаемости, можно использовать такие параметры, как пористость и нефтегазонасыщенность (последнее предпочтительнее), поскольку их параметры учитывают при подсчете запасов и обычно определяют по каждому пластопересечению. Это положение в полной мере относится и к газовым залежам.

Особенно большое внимание в исследованиях, связанных с разработкой нефтяных месторождений, уделяется вопросам геологической неоднородности. Рассмотрим показатели, которые, по нашему мнению, могут быть использованы и уже используются на газовых месторождениях: коэффициенты песчаности K_p , литологической связанности $K_{св}$, расчлененности K_r , литологической выдержанности $K_{лв}$ и некоторые другие. Методики их определения приведены во многих работах, в частности Л.Ф. Дементьевым [2—4].

На нефтяных месторождениях применяются параметры, характеризующие геологическую неоднородность, которые имеют существенный недостаток — неоднозначность их связи с показателями и технологией разработки. М.А. Токарев [40] предлагает использовать комплексные показатели неоднородности, полученные на основе системно-структурного анализа.

В системно-структурном анализе геологическая неоднородность рассматривается на различных иерархических уровнях. При выделении иерархических структур терригенных нефтяных пластов М.А. Токарев придерживается системы, близкой к рекомендуемой Л.Ф. Дементьевым [3] и состоящей из четырех структурных уровней:

- 1) элементарного объема породы с оценкой минерального состава скелета и количества цементирующего вещества;
- 2) геологических тел, сложенных породами единого литологического типа, в данном случае (на рассматриваемых нефтяных месторождениях) песчаных пропластков;
- 3) геологических тел, представляющих систему гидродинамически связанных пропластков;
- 4) геологических тел, представляющих систему гидродинамически независимых пластов, каждый из которых в общем случае представляет систему гидродинамически связанных пропластков.

При изучении геологического строения сеноманских залежей, решении задач контроля за их разработкой нами используется аналогичный подход [11].

На первом иерархическом уровне в лабораторных условиях определяют коллекторские свойства, минеральный состав породы-коллектора и глинистость цемента.

На втором иерархическом уровне по геофизическим данным устанавливаются коллекторские свойства и массовая глинистость. Практически интерпретация всех геофизических методов привязывается к определенному песчаному пропластку, т.е. осуществляется на этом уровне. М.А. Токарев рекомендует принять за основу изучение распределения по площади относительной глинистости. Она достаточно тесно связана с пористостью, нефтенасыщенностью и проницаемостью, т.е. эти три параметра определяются по массовой и относительной глинистостям. Следовательно, геологическую неоднородность пропластка в конкретной точке можно отождествить с его глинистостью.

На Медвеьем месторождении в условиях полимиктовых сеноманских отложений использовать геофизические методы для определения глинистости не представляется возможным [22]. В то же время по керновым данным установлены хорошие зависимости между содержанием глинистого материала и фильтрационно-емкостными свойствами — открытой пористостью, газонасы-

шенностью, эффективной пористостью (произведение коэффициентов открытой пористости и газонасыщенности) и др. Эти параметры достаточно надежно определяются по геофизическим данным для каждого пласта по всем пробуренным скважинам.

Третий иерархический уровень во многих случаях соответствует эксплуатационному объекту. Эффективность применения параметров геологической неоднородности, определяемых на этом уровне, оценивают в тесной связи с показателями разработки.

По терригенным нефтяным месторождениям установлено, что комплексный параметр неоднородности обратно пропорционален математическому ожиданию толщины пласта и пропластков, пористости и нефтенасыщенности. Исследования также показали, что изменчивость средних значений пористости и нефтенасыщенности мала — около 10 %, а относительная изменчивость соответствующих коэффициентов вариации доходит до 300 %. Поэтому в комплексных показателях неоднородности пористость и нефтенасыщенность можно выразить при помощи их коэффициентов вариации.

Коэффициент проницаемости пласта, который является важнейшим параметром в гидродинамических расчетах, не учитывали, поскольку по залежи, как правило, его можно определить ограниченное число раз. По многим плаstopересечениям данный параметр найти нельзя, так как геофизические методы определения проницаемости дают большие погрешности. Кроме того, установлено, что коэффициенты проницаемости, нефтенасыщенности и пористости имеют связь с условиями образования пласта, и, следовательно, при оценке геологической неоднородности можно брать любые из этих параметров (аналогичная ситуация с коэффициентом проницаемости и на Медвеьем месторождении). Аналитическое выражение комплексного показателя неоднородности имеет вид:

$$K_{\text{неодн}} = \frac{W_m W_{\text{кн}}}{Mh_{\text{эф}} Mh_{\text{пр}}}, \quad (1.1)$$

где $W_m, W_{\text{кн}}$ — коэффициенты вариации соответственно пористости и нефтенасыщенности; $Mh_{\text{эф}}, Mh_{\text{пр}}$ — математическое ожидание соответственно нефтенасыщенной толщины и толщины пропластков.

В предложенном показателе неоднородности числитель характеризует изменчивость емкостной характеристики пласта-коллектора, а знаменатель — изменчивость пласта, определяемую прерывистостью, расчлененностью и выклиниванием.

Комплексные показатели неоднородности следует определять в тех же геологических границах, что и сопоставимые с ними показатели разработки. Этому правилу необходимо придерживаться при оценке всех параметров геологической неоднородности, используемых в сравнении с показателями разработки.

К сожалению, непосредственное перенесение методов контроля за разработкой нефтяных месторождений на сеноманские газовые залежи не представляется возможным. Это связано, в первую очередь, с тем, что системы и режимы разработки нефтяных и газовых месторождений значительно различаются. На газовых месторождениях сетка скважин гораздо реже, а в некоторых случаях применяется их централизованное размещение. Обводнение газовых скважин в отличие от нефтяных, как правило, происходит очень быстро, что затрудняет слежение за динамикой продвижения воды.

Изменчивость коллекторских свойств продуктивных отложений по площади газоносности, неравномерность распределения отборов газа по скважинам и участкам месторождения приводят к преждевременному обводнению скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений по толщине и неравномерности их дренирования по разрезу происходит продвижение воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослоям, что также вызывает преждевременное обводнение скважин. В результате ухудшаются технико-экономические показатели разработки месторождения.

На Медвежьем месторождении контроль за разработкой осуществляется по следующим данным: дебитам и расходограммам; температурам и термограммам; забойным и пластовым давлениям по скважинам (построение карт изобар); давлениям (уровням) в системе пьезометрических скважин. Для контроля за продвижением воды проводят геофизические исследования, наблюдения за ионами хлора, калия в добываемой с газом воде.

В настоящее время Медвежье месторождение разрабатывается при упруговодонапорном режиме, отличительным признаком которого является поступление в газовую залежь подошвенной воды. Анализ данных контроля за разработкой месторождения позволяет установить характер продвижения воды в пределах отдельных пластов, степень дренирования месторождения по площади газоносности и толщине.

2. КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА ВЫРАБОТКОЙ ЗАПАСОВ ГАЗА

В этом разделе на примере Медвежьего месторождения рассматриваются нетрадиционные методы анализа разработки сеноманских газовых залежей Крайнего Севера в период активного проявления водонапорного режима по результатам исследований эксплуатационных скважин геофизическими и газодинамическими методами [17]. По каждой скважине определяются такие параметры, как начальное и текущее положение газоводяного контакта (ГВК), подъем ГВК, расстояние между ним и нижними перфорационными отверстиями, величина линейных и удельных линейных запасов в газовой и обводненной частях разреза и многие другие. Детальное исследование по всем газовым промыслам Медвежьего месторождения дает представление о возможности использования этих нетрадиционных параметров для проведения анализа разработки сеноманских залежей. Были выполнены прогнозные оценки по обводнению продукции скважин и подъему газоводяного контакта. Данные обработки результатов исследований представлены по отдельным участкам месторождений в виде статистических распределений изучаемых параметров.

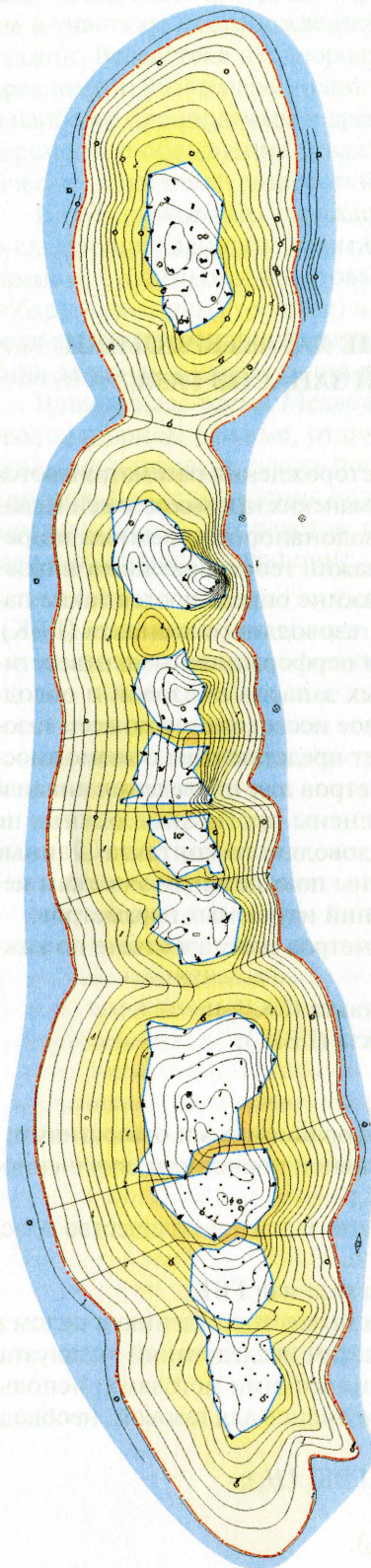
В качестве основных характеристик и параметров пласта в отчете по каждой скважине приняты следующие:

- начальное положение газоводяного контакта ($ГВК_N$);
- текущее положение газоводяного контакта ($ГВК_T$);
- величина подъема ГВК;
- нижняя граница интервала перфорации;
- расстояние между $ГВК_T$ и нижними перфорационными отверстиями;
- среднее значение коэффициента эффективной пористости, взвешенное по толщине всех пластов, залегающих над $ГВК_T$;
- общая толщина газовой части сеноманской залежи и количество пластов над $ГВК_T$;
- линейные и удельные линейные запасы газа над $ГВК_T$.

В анализе разработки сеноманской залежи по месторождению в целом и его отдельным частям, выполненном по результатам исследований эксплуатационных скважин геофизическими и газодинамическими методами, использовались следующие параметры, которые определились для газовой, необводненной части:

- мощность сеноманских отложений над $ГВК_T$ (H_T);
- число пластов (n);
- коэффициент макронеоднородности (K_M);

Рис. 2.1. Схема расположения газовых промыслов по структуре сеноманской газовой залежи на Медвежьем месторождении.



— линейные запасы (Q_L);
 — удельные линейные запасы ($Q_L^{уд}$).

Они выбраны из общего числа параметров, применяемых при описании каждой скважины, по следующим соображениям.

ГП-9

1. Мощность продуктивных отложений над ГВК_г дает четкое представление о газонасыщенной части залежи на любой момент времени, служит основой для получения различных относительных параметров и, кроме того, является аналогом традиционных понятий — подъема и текущего положения ГВК.

ГП-8a

ГП-8

2. Коэффициент макронеоднородности K_M характеризует расчлененность газовой залежи над ГВК_г на единицу мощности, т.е. $K_M = n/H_T$, и позволяет проводить сравнения разрезов в различных точках месторождения.

ГП-7

ГП-6

ГП-5

ГП-4

ГП-1

ГП-3

ГП-2

3. Линейные запасы по каждому пласту отражает произведение коэффициентов открытой пористости $K_p^{от}$ и газонасыщенности K_g (или коэффициента эффективной пористости $K_p^{эф}$) на мощность пласта h , т.е. $Q_L = K_p^{от} \cdot K_g \cdot h$ или $Q_L = K_p^{эф} \cdot h$. Сумма линейных запасов по пластам представляет линейные запасы по каждой скважине над ГВК_г. Другими словами, по формуле подсчета запасов газа объемным методом величину линейных запасов получаем при условии, что площадь $F = 1$. Данный параметр позволяет использовать при анализе показатели, непосредственно характеризующие текущие запасы газа над ГВК_г.

4. Удельные линейные запасы — это линейные запасы на единицу мощности, т.е. $Q_L^{уд} = Q_L/H_T$. Преимущество данного параметра — возможность проведения сравнений разрезов в различных точках месторожде-

ния. По-видимому, это один из наиболее важных параметров, которые необходимо использовать при анализе разработки залежи.

5. Вышеперечисленные характеристики удобно анализировать, применяя известные статистические методы обработки.

Следует также обратить внимание на коэффициент эффективной пористости, отнесенный к 1 м общей мощности отложений над ГВК_г. В расчет принимались все пласты, без разделения их на эффективные и неэффективные. Другими словами, это аналог линейных геологических запасов. Величина $K_{п}^{эф}$ изменяется от 9 до 30 %, т.е. довольно хорошо дифференцирована по различным скважинам. Чем она меньше, тем хуже свойства разреза, тем меньше вероятность подъема контакта в районе соответствующей скважины. Величина линейных запасов, рассматриваемая совместно с расчлененностью разреза (количеством пластов) и коэффициентом макронеоднородности, характеризует «сопротивляемость разреза» внедрению воды в залежь.

Медвежье месторождение в геологическом плане представляет систему трех куполовидных поднятий. На Южном куполе (ЮК) расположены газовые промыслы ГП-1—4, на Центральном (ЦК) — ГП-5—8, на Ныдинском (НК) — ГП-9 (рис. 2.1). Одна из основных проблем разработки — появление воды в продукции скважин. Поэтому ниже подробно рассматриваются возможности учета геологических факторов при прогнозе обводнения скважин ГП-4, 7 и 9, а результаты анализа по остальным газовым промыслам приведены в соответствующих таблицах без комментариев.

С этой позиции все скважины были разделены на три группы:

1. Скважины, где ГВК_г находится в интервале перфорации, т.е. причина обводнения продукции очевидна.

2. Скважины, в которых ГВК_г находится в интервале 0 — 10 м от нижней границы перфорации. Такой интервал мы выбрали, исходя из того, что в условиях сеноманских отложений при существующей системе их разработки конусы обводнения могут достигать по высоте 5—6 м, т.е. нами принят интервал с «запасом» по мощности.

3. Скважины, где ГВК_г на 10 и более метров ниже перфорационных отверстий, т.е. в настоящее время нет реальной опасности их обводнения по геологическим причинам.

Газовый промысел № 4

Результаты обработки данных исследований эксплуатационных скважин, расположенных на ГП-4, промысловыми и геофизическими методами представлены в табл. 2.1 [17].

Основными параметрами, используемыми при анализе разработки залежи, являются расстояние между ГВК_г и нижней границей интервала перфорации, среднее значение $K_{п}^{эф}$, отнесенное к 1 м газоносной мощности сеноманских отложений над ГВК_г, количество пластов в данном интервале. По этим параметрам выделены две группы скважин: где ГВК_г находится в интервале перфорации (отрицательные величины в графе 8 табл. 2.1) и где он ниже перфорационных отверстий на расстояние до 10 м.

Как видно из табл. 2.1, к первой группе относятся девять скважин (404, 405, 406, 409, 412, 415, 419, 420 и 437). В продукции четырех из них (405, 406, 409, 437) присутствует пластовая вода. Сделанные на основании проведенных исследований выводы относительно этих скважин совпадают с реальным положением на ГП-4.

Таблица 2.1

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-4

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _г , м	ГВК _г , м	Подъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала перфорации, м	Расстояние от ГВК _г до интервала перфорации, м	К _{эф} над ГВК _г , %	Мощность сложенных отложений над ГВК _г , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _г	Коэффициент макро-неоднородности над ГВК _г	Линейные запасы над ГВК _г *	Удельные линейные запасы над ГВК _г *
401	71,8	1203,8	1188,8	15,0	1168,0	1174,0	14,8	—	63,4	—	—	—	—	—
402	77,4	1208,4	1186,0	22,4	1186,0	1151,0	35,0	18,7	109,6	—	87	0,794	2044	18,65
403	73,0	1202,0	1185,0	20,0	1191,0	1182,0	3,0	26,6	117,8	—	99	0,840	3132	26,59
404	71,8	1202,8	1174,2	28,6	1182,4	1175,0	-0,8	16,8	104,4	—	60	0,575	1751	16,77
405	79,2	1211,2	1183,2	28,0	1189,2	1190,0	-6,8	19,3	109,2	—	59	0,540	2109	19,31
406	75,4	1207,2	1178,6	28,6	1207,2	1195,0	-16,4	24,4	115,6	—	102	0,882	2825	24,44
407	77,2	1208,4	1182,0	26,4	1208,4	1128,0	54,0	22,2	122,0	—	91	0,746	2703	22,16
408	78,4	1209,4	1183,0	26,4	1183,6	1155,0	28,0	22,2	123,0	—	91	0,740	2735	22,23
409	77,0	1209,0	1181,6	27,4	1186,4	1188,0	-6,4	24,7	117,8	—	100	0,849	2907	24,68
410	72,8	1204,8	1173,6	31,2	1190,2	1152,0	21,6	23,5	106,8	—	94	0,880	2504	23,45
411	73,6	1204,4	1175,4	29,0	1200,8	1154,0	21,4	16,8	100,8	—	100	0,992	1693	16,80
412	75,5	1207,2	1175,0	32,2	1189,2	1190,0	-15,0	27,8	109,0	—	86	0,789	3026	27,76
413	75,6	1206,4	1176,0	50,4	1189,6	1158,0	18,0	19,2	99,6	—	93	0,934	1916	19,24
414	82,8	1214,8	1189,0	25,8	1189,8	1158,0	31,0	—	118,6	—	—	—	—	—
415	76,6	1208,6	1181,8	26,8	1194,0	1191,0	-9,2	21,9	115,4	1167,0	95	0,823	2527	21,90
416	78,2	1209,2	1162,4	26,8	1185,2	1164,0	18,4	19,1	106,8	—	67	0,627	2044	19,14
417	81,6	1213,6	1187,6	26,0	1186,4	1170,0	19,6	—	123,2	—	—	—	—	—
418	74,4	1205,2	1175,6	29,6	1183,2	1114,0	61,6	16,7	100,0	—	108	1,080	1674	16,74
419	81,6	1213,2	1187,2	26,0	1213,2	1200,0	-12,8	29,1	124,4	—	85	0,683	3616	29,07
420	81,2	1213,0	1185,6	27,4	1202,0	1195,0	-9,4	26,0	121,6	—	86	0,707	3167	26,04
421	72,4	1203,4	1178,2	25,2	1194,2	1154,0	24,2	18,5	110,8	—	113	1,020	2049	18,48
422	75,0	1206,0	1185,0	21,0	—	1195,0	10,0	—	—	—	—	—	—	—
423	76,4	1207,2	1178,8	28,4	1207,2	1141,0	34,8	19,6	104,8	—	—	—	78	19,61

424	76,0	1206,8	1197,2	29,6	1187,4	1115,0	62,2	17,9	103,0	—	109	1,058	1826	17,73
425	74,8	1207,2	1175,0	32,2	1198,4	1123,0	52,0	21,5	72,6	1165,0	49	0,675	1559	21,47
426	75,6	1208,2	1175,8	32,4	1189,6	1155,0	20,8	18,4	72,8	1159,0	55	0,749	1354	18,45
427	73,6	1206,2	1174,0	32,2	1200,2	1168,0	6,0	21,0	70,4	1154,0	59	0,838	1479	21,01
428	73,8	1206,6	1186,6	20,0	1196,6	1176,0	10,0	26,0	88,0	—	100	1,136	2291	26,03
429	74,0	1207,0	1187,0	20,0	1194,2	1169,0	18,0	—	74,2	—	—	—	—	—
430	74,0	1207,0	1187,0	20,0	1170,2	1171,0	16,0	—	71,2	—	—	—	—	—
431	72,6	1205,6	1192,6	13,0	1172,0	1134,0	58,6	—	80,0	—	—	—	—	—
432	72,4	1205,4	1192,4	13,0	1190,2	1158,0	34,4	—	98,2	—	—	—	—	—
433	72,4	1205,4	1192,8	12,6	1200,4	1132,0	60,8	18,7	106,0	1162,0	67	0,632	1981	18,69
434	70,8	1202,6	1193,6	10,0	1202,6	1141,0	51,6	20,1	95,2	—	69	0,725	1911	20,08
435	72,4	1204,2	1193,2	11,0	1204,2	1147,0	46,2	22,1	94,4	—	82	0,867	2087	22,11
436	72,8	1204,6	1194,4	10,2	1204,6	1185,0	9,4	24,3	96,8	—	67	0,899	2348	24,26
437	81,6	1213,6	1186,4	27,2	1207,6	1193,0	-6,6	22,4	83,6	—	47	0,562	1874	22,42
438	81,2	1213,2	1184,8	28,4	1179,4	1128,0	56,8	—	81,4	—	—	—	—	—
439	82,0	1214,0	1185,8	28,2	1184,8	1171,0	14,8	—	90,0	—	—	—	—	—

*Здесь и далее линейные и удельные линейные запасы представлены в условных единицах начальных запасов.

Во II квартале 1992 г. в скв. 415 проводился капитальный ремонт и был установлен цементный мост, который начинается на глубине 1167,0 м, т.е. фактически нижняя граница интервала перфорации в настоящее время находится на 14,8 м выше текущего положения ГВК. Этим фактом объясняется отсутствие пластовой воды в продукции скважины.

В скв. 419 по данным промыслово-геофизических исследований отмечается песчано-глинистая пробка, верхняя граница которой располагается на глубине 1148,8 м. Вероятно, этим можно объяснить отсутствие воды в продукции скважины, так как ГВК_т находится на глубине 1187,2 м.

Промыслово-геофизические исследования в скв. 404 были проведены только один раз в 1975 г., а в скв. 420 никогда не проводились. Исходя из принятого принципа, можно предположить наличие на забое песчано-глинистой пробки, препятствующей поступлению пластовой воды.

Ко второй группе относятся две скважины (403 и 427). Расстояние от ГВК_т до нижних перфорационных отверстий составляет 3,0 м для скв. 403 и 6,0 м для скв. 427. В то же время в продукции этих скважин, по данным геологической службы ГПУ, присутствует пластовая вода. Причин может быть несколько: например, неточное определение текущего положения ГВК по карте, ошибка в определении нижней границы интервала перфорации, образование конусов (так как расстояния небольшие), техническое состояние скважины (геофизические исследования не проводились) и т.д.

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-1

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _н , м	ГВК _г , м	Подъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала порфорации, м	Расстояние от ГВК _г до интервала порфорации, м	K _{эф} над ГВК _г , %	Мощность сеноманских отложений над ГВК _г , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _г	Коэффициент макронеоднородности над ГВК _г	Линейные запасы над ГВК _г	Удельные линейные запасы над ГВК _г
101	66,4	1204,0	1193,6	10,4	1199,0	—	—	22,7	20,6	—	11	0,534	468	22,79
102	75,2	1207,2	1182,4	24,8	1191,8	1176,0	6,4	24,8	118,0	—	98	0,831	2926	24,79
103	81,0	1214,0	1191,0	23,0	1194,0	1183,0	8,0	23,5	116,2	1183,0	77	0,663	2726	23,46
104	84,2	1216,0	1192,8	23,2	1216,0	1208,0	-15,2	23,6	113,8	—	98	0,861	2690	23,63
105	91,4	1223,4	1200,6	22,8	1210,2	1205,0	-4,4	17,4	117,6	—	78	0,663	2046	17,40
108	78,6	1210,6	1189,6	21,0	1188,8	1154,0	35,6	—	114,8	—	—	—	—	—
109	83,0	1215,0	1193,0	22,0	1199,6	1178,0	15,0	20,5	107,0	1178,0	60	0,561	2188	20,45
110	78,6	1210,6	1189,6	21,0	1192,0	1174,0	15,6	21,5	99,2	—	75	0,756	2133	21,50
111	78,2	1210,2	1192,2	18,0	1186,4	1157,0	35,2	—	118,0	1159,0	—	—	—	—
112	78,8	1210,8	1188,8	22,0	1193,6	1167,0	21,8	25,2	109,2	—	68	0,623	2748	25,16
113	88,8	1220,8	1198,8	22,0	1188,8	1167,0	31,8	—	118,0	—	—	—	—	—
114	80,4	1212,4	1194,4	18,0	1189,6	1178,0	16,4	—	100,4	—	—	—	—	—
115	94,0	1216,0	1193,8	22,2	1200,8	1188,0	5,8	21,2	96,6	—	43	0,445	2050	21,22
116	81,8	1213,4	1200,0	13,4	1193,0	1142,0	58,0	—	97,4	1151,0	—	—	—	—
117	79,6	1211,2	1197,2	14,0	1202,0	1180,0	17,2	27,1	101,2	—	77	0,761	2742	27,09
118	82,8	1214,8	1192,2	22,6	1197,6	1190,0	2,2	21,4	116,6	—	90	0,772	2499	21,43
119	83,0	1215,0	1192,0	23,0	—	1140,0	52,2	—	—	—	—	—	—	—
120	86,0	1219,0	1195,6	23,4	1200,8	1200,0	-4,4	20,2	116,0	—	73	0,629	2349	20,23

121	83,0	1216,0	1192,0	24,0	1198,4	1156,0	36,0	23,0	116,0	—	88	0,759	2662	22,95
122	75,2	1207,2	1186,4	20,8	1191,2	1120,0	66,4	24,7	116,0	—	77	0,664	2865	24,70
123	70,0	1202,0	1180,4	21,6	1187,6	1156	24,4	23,9	111,4	—	75	0,673	2664	23,91
124	83,6	1214,4	1190,4	24,0	1214,4	1205	-14,6	17,8	126,8	—	76	0,599	2254	17,78
125	81,8	1213,4	1200,0	13,4	1187,2	1160	40,0	—	103,6	—	—	—	—	—
126	81,8	1213,4	1200,0	13,4	1192,0	1142	58,0	—	104,0	—	—	—	—	—
127	81,8	1213,4	1200,0	13,4	1196,0	1180	20,0	—	102,4	—	—	—	—	—
128	74,4	1206,2	1184,2	22,0	1194,4	—	—	28,0	92,2	—	77	0,835	2582	28,00
129	74,0	1205,8	1183,8	22,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
130	72,6	1204,4	1182,4	22,0	1176,8	—	—	—	92,2	—	—	—	—	—
131	81,0	1213,0	1185,0	28,0	1201,0	1177	8,0	23,9	72,6	1179,0	62	0,854	1737	23,92
132	81,6	1213,6	1184,0	20,6	1201,6	1156	28,0	22,7	68,6	—	40	0,583	1560	22,74
133	81,6	1213,6	1185,6	28,0	1190,8	—	—	23,1	73,6	—	56	0,761	1704	23,15
134	78,0	1210,0	1179,8	30,2	1189,0	1177	2,8	26,9	84,4	—	82	0,972	2272	26,91
135	98,0	1210,0	1179,0	31,0	1198,4	1178	1,0	26,7	82,4	—	91	1,107	2192	26,66
136	77,4	1209,4	1199,4	30,0	1175,2	1170	9,4	—	79,6	1165,0	—	—	—	—
137	89,0	1221,0	1200,4	20,6	1211,4	1149	51,4	16,7	90,4	1149,0	48	0,531	1513	16,74
138	71,0	1203,0	1181,0	22,0	—	1156	25,0	—	—	—	—	—	—	—
139	89,2	1221,2	1201,2	20,0	1187,6	—	—	—	100,0	—	—	—	—	—
140	84,2	1215,2	1198,0	17,2	1206,4	1191	7,0	22,4	96,0	—	74	0,771	2151	22,41
141	84,6	1216,0	1198,4	17,6	1171,6	1155	43,4	20,4	93,2	—	—	—	—	—
142	84,8	1216,2	1198,6	17,6	1187,4	1170	28,6	—	92,2	—	—	—	—	—

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-2

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _г , м	ГВК _г , м	Подъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала перфорации, м	Расстояние от ГВК _г до интервала перфорации, м	K _п ^{эф} над ГВК _г , %	Мощность сеноманских отложений над ГВК _г , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _г	Коэффициент макронодности над ГВК _г	Линейные запасы над ГВК _г	Удельные линейные запасы над ГВК _г
201	73,4	1202,4	1182,4	20,0	1202,4	1184,0	-1,6	19,4	57,6	—	52	0,903	1119	19,42
202	77,6	1206,6	1184,8	21,8	1184,8	1186,0	-1,2	18,9	55,6	1158,0	46	0,906	1152	19,33
203	78,2	1207,2	1177,4	29,8	1187,2	1184,0	-6,6	22,2	50,8	—	42	0,827	1128	22,21
204	77,8	1206,8	1166,8	40,0	1184,2	1157,0	-9,8	22,6	32,8	1157,0	35	1,067	742	22,63
205	80,4	1209,4	1162,8	46,6	1174,8	1178,0	-15,2	22,2	24,4	—	19	0,779	543	22,25
206	78,2	1208,2	1193,2	15,0	1190,4	1185,0	8,2	—	56,8	—	—	—	—	—
207	83,6	1212,6	1199,4	13,2	1208,0	1200,0	-0,6	21,4	53,6	—	60	1,119	1146	21,38
208	66,6	1195,6	1166,4	29,2	1181,2	1178,0	-12,0	24,5	43,2	—	41	0,949	1057	24,47
209	56,0	1186,0	1167,0	19,0	1157,2	1164,0	3,0	—	54,2	—	—	—	—	—
210	70,8	1199,8	1181,4	18,4	1183,0	1184,0	-2,6	19,1	58,0	—	52	0,897	1107	19,09
211	61,8	1190,8	1175,8	15,0	1168,0	1173,0	2,8	—	56,6	—	—	—	—	—
212	79,2	1208,2	1190,8	17,4	1196,0	1165,0	25,8	18,0	54,4	—	41	0,754	979	18,00
213	82,2	1211,2	1191,2	20,0	—	1195,0	-3,8	—	—	—	—	—	—	—
214	77,6	1206,6	1185,6	21,0	1193,8	1189,0	-3,4	17,8	54,6	—	41	0,751	972	17,80
215	78,8	1207,8	1177,8	30,0	1194,8	1184,0	-6,2	18,9	43,4	1185,0	44	1,014	822	18,94
216	80,6	1209,6	1168,6	41,0	—	1191,0	-22,4	—	—	—	—	—	—	—
217	76,8	1205,8	1173,6	32,2	1188,0	1185,0	-11,4	17,0	35,6	—	29	0,815	607	17,04
218	70,8	1199,8	1173,8	26,0	1187,2	1184,0	-10,2	20,1	46,6	1160,4	31	0,665	938	20,13
219	68,2	1198,2	1186,2	12,0	1183,6	1179,0	7,2	—	58,2	—	—	—	—	—
220	75,8	1205,8	1194,8	11,0	—	1180,0	14,8	—	—	1165,0	—	—	—	—
221	86,6	1215,6	1200,6	15,0	1192,0	1183,0	17,6	—	60,6	1173,0	—	—	—	—
222	89,4	1216,8	1205,2	11,6	1216,8	1192,0	13,2	20,3	52,0	1193,0	35	0,673	1057	20,33
223	83,0	1212,0	1192,0	20,0	1198,0	1189,0	3,0	18,6	52,4	—	51	0,973	975	18,61
224	87,8	1217,8	1206,8	11,0	1189,0	1193,0	13,8	—	61,6	1187,0	—	—	—	—

Таблица 2.4

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-3

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _н , м	ГВК _г , м	Подъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала перфорации, м	Расстояние от ГВК _г до интервала перфорации, м	K _п над ГВК _г , %	Мощность сеноманских отложений над ГВК _г , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _г	Коэффициент макродности над ГВК _г	Линейные запасы над ГВК _г	Удельные линейные запасы над ГВК _г
301	72,6	1201,6	1186,6	15,0	1183,2	1170,0	16,6	—	56,7	1170,0	—	—	—	—
302	76,8	1207,8	1193,8	14,0	1184,4	1185,0	8,8	—	78,8	—	79	0,800	2401	24,30
303	80,8	1209,8	1195,6	14,2	1206,4	1189,0	6,6	24,3	98,8	—	86	0,846	2568	25,28
304	83,6	1210,8	1194,8	16,0	1210,8	1196,0	-1,2	25,3	101,6	—	—	—	—	—
305	85,6	1214,6	1196,6	18,0	1179,4	1194,0	-2,6	—	93,4	—	—	—	—	—
306	85,6	1214,6	1182,0	32,6	1193,8	1188,0	-6,0	16,9	55,6	—	38	0,683	942	16,93
307	63,0	1213,0	1156,8	55,2	1212,0	1166,0	-11,2	12,9	18,6	1170,0	23	1,239	240	12,90
308	84,2	1213,2	1159,6	53,6	1199,2	1173,0	-13,4	16,8	15,0	1173,0	11	0,733	252	16,78
309	79,6	1208,6	1160,4	48,2	1189,2	1172,0	-11,6	24,1	30,0	—	20	0,667	723	24,10
310	82,6	1211,6	1170,2	41,1	1190,0	1178,0	-7,8	15,8	41,0	1178,0	31	0,756	647	16,78
311	75,0	1204,0	1186,0	18,0	1192,4	1165,0	19,0	15,3	59,2	1156,0	63	1,064	908	15,34
312	74,6	1203,6	1182,8	20,8	1196,0	1172,0	10,8	23,1	64,4	—	57	0,885	1469	23,12
313	71,6	1200,6	1166,2	34,4	1182,2	1158,0	8,2	16,5	54,4	1160,0	37	0,680	900	16,54
314	69,8	1198,8	1176,8	20,0	1174,0	1180,0	-1,2	—	70,8	—	—	—	—	—
315	75,4	1304,4	1187,4	17,0	1182,8	1170,0	19,4	—	77,4	1170,0	—	—	—	—
316	82,0	1211,0	1174,8	36,2	1194,8	1177,0	-2,2	10,2	48,2	—	34	0,705	901	10,19
317	82,0	1211,0	1172,0	39,0	—	1189,0	-17,0	—	—	—	—	—	—	—
318	86,4	1215,4	1177,3	38,2	1186,2	1187,0	-9,8	25,1	42,8	—	33	0,771	1075	25,12
319	76,4	1205,4	1187,4	18,0	1183,6	1183,0	4,4	—	55,8	—	—	—	—	—
320	82,2	1211,2	1190,6	20,6	1194,8	1177,0	13,6	24,1	80,4	—	46	0,572	1937	24,09
321	74,2	1205,4	1189,4	16,0	1186,8	1169,0	23,4	—	61,4	—	—	—	—	—
322	76,2	1204,2	1193,0	11,2	1184,8	1172,0	—	—	47,0	1162,0	—	—	—	—
323	75,8	1204,8	1191,8	13,0	1186,0	1160,0	31,8	—	78,4	—	—	—	—	—
324	83,0	1212,0	1200,0	12,0	1186,0	1177,0	23,0	—	77,2	1177,0	—	—	—	—

По параметру $K_{п}^{эф}$, учитывающему геологическое строение залежи в районах расположения соответствующих скважин, наименьшая вероятность подъема контакта только в двух из рассмотренных скважин — 404 и 405 с $K_{п}^{эф}$ соответственно 16,8 и 19,3 %; все остальные имеют высокие значения $K_{п}^{эф}$ (больше 21,0 %) и, следовательно, высокую вероятность подъема ГВК. По другим скважинам ГП-4 вероятность продвижения ГВК можно оценить по значениям $K_{п}^{эф}$, приведенным в табл. 2.1.

Результаты обработки геолого-геофизических материалов ГП-1—3 Южного купола представлены в табл. 2.2—2.4.

Газовый промысел № 7

В первую группу входят три скважины (701, 715, 716), вторая представлена одной (717), остальные эксплуатационные скважины составляют третью группу. Повышенное содержание жидкости и мехпримесей в продукции скв. 701 объясняется тем, что ГВК_г (1165,0 м) находится в зоне перфорации (табл. 2.5). В скв. 715 он отмечается на глубине 1172,6 м, выше нижней границы интервала перфорации на 4,4 м. Воды в продукции скважины нет, что, вероятно, связано с образованием песчано-глинистой пробки на забое (данные промыслово-геофизических исследований, которые проводились в 1988 г.). В скв. 716 ГВК_г (1172,4 м) находится уже в зоне перфорации, чем и объясняется наличие пластовой воды в продукции.

Рассмотрим возможность дальнейшего подъема ГВК в районах расположения скважин первой и второй групп.

В скв. 701 практически непосредственно над ГВК_г залегают пласты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (1155,2—1165,0 м). Возможно, эта пачка послужит экраном, и темп дальнейшего подъема контакта будет пониженный. Удельные линейные запасы по сеноманским отложениям над ГВК_г составляют 20,22, а коэффициент макронеоднородности ($K_{м}$) — 1,105.

В скв. 715 непосредственно над ГВК_г залегают пласты со средними фильтрационно-емкостными свойствами, явно выраженные экраны в разрезе скважины отсутствуют, т.е. следует ожидать средний темп подъема контакта. Удельные линейные запасы над ГВК_г составляют 19,35 при $K_{м}$ — 1,429.

В скв. 716 разрез над ГВК_г (1172,4 м) представлен переслаиванием пород с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, следовательно, опережающего подъема контакта здесь не ожидается. Удельные линейные запасы над ГВК_г составляют 17,09, коэффициент макронеоднородности — 1,071.

В скв. 717 ГВК_г (1175,2 м) в настоящее время находится в породах с высокой глинистостью. Непосредственно над ним залегают мощный пласт (1166,8—1175,2 м) с $K_{п}^{от} = 0,231$, $K_{г} = 0,20$ и $K_{п}^{эф} = 4,6$ %, что должно резко снизить темп подъема. Удельные линейные запасы над ГВК_г одни из самых низких по ГП-7 — 15,84 при $K_{м} = 0,860$.

Распределение основных параметров по скважинам ГП — 5, 6, 8 Центрального купола представлены в табл. 2.6—2.8.

Газовый промысел № 9

По результатам промысловых исследований наличие мехпримесей отмечается для скважин 905, 1035, 1039, а данные гидрохимического анализа свидетельствуют о присутствии пластовой воды в продукции скважин 901, 928, 1004, 1005, 1012, 1033, 1039.

Таблица 2.5

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-7

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _н , м	ГВК _г , м	Подъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала перфорации, м	Расстояние от ГВК _г до интервала перфорации, м	K _п над ГВК _г , %	Мощность сеноманских отложений над ГВК _г , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _г	Коэффициент макронеоднородности над ГВК _г	Линейные запасы над ГВК _г	Удельные линейные запасы над ГВК _г
700	54,0	1187,0	1164,0	23,0	1162,4	1114	50,0	—	—	—	—	—	—	—
701	58,2	1191,6	1165,0	26,6	1191,6	1182	-17,0	20,2	95,0	—	105	1,105	1931	20,22
702	55,2	1187,2	1170,4	116,8	1187,2	1153	17,4	18,0	89,6	1160,0	81	0,904	1816	18,04
703	58,0	1191,4	1170,4	20,6	1145,4	1109	61,4	—	—	—	—	—	—	—
704	54,3	1186,2	1161,2	25,0	1162,0	1128	33,2	23,3	89,2	—	89	0,998	2081	23,33
705	56,2	1188,2	1159,6	28,6	1163,8	1133	26,6	18,0	79,2	—	72	0,909	1436	18,01
706	40,8	1172,0	1154,2	17,8	1172,0	1140	14,2	15,7	92,2	—	55	0,762	1132	15,68
707	55,6	1189,0	1185,0	4,0	1164,0	1128	57,0	—	—	—	—	—	—	—
708	55,8	1188,4	1172,0	16,4	1188,4	1119	53,0	19,0	89,4	—	64	0,716	1701	19,03
709	49,4	1181,4	1161,4	20,0	1158,2	1138	23,4	—	—	—	—	—	—	—
710	48,6	1179,6	1159,6	20,0	1179,6	1144	15,6	22,7	77,6	—	44	0,567	1760	22,68
711	37,4	1169,2	1155,8	13,4	1140,4	1110	45,8	—	—	—	—	—	—	—
712	55,4	1188,4	1169,2	19,2	1188,4	1136	33,2	19,7	104,2	—	83	0,797	2049	—
713	58,6	1192,0	1171,6	20,4	1192,0	1160	11,6	24,2	100	—	97	0,970	2423	24,23
714	54,2	1189,6	1183,6	4,0	1196,0	1141	42,6	—	—	—	—	—	—	—
715	59,4	1190,0	1172,6	17,0	1190,0	1177	-4,4	19,3	33,6	—	48	1,429	650	19,35
716	58,8	1189,3	1172,4	16,8	1189,2	1180	-7,8	19,1	36,4	—	39	1,071	622	17,09
717	55,6	1186,0	1175,2	10,8	1186,0	1167	6,2	15,8	57,0	—	49	0,860	903	15,84
718	56,2	1187,2	1178,2	11,0	1175,0	1156	20,2	—	—	—	—	—	—	—
719	55,8	1186,2	1175,6	10,6	1186,2	1142	33,6	18,1	57,4	—	62	1,080	1041	18,14
720	56,2	1188,4	1186,2	2,2	1188,4	1143	43,2	17,8	93,8	—	62	0,661	1872	17,83
721	54,6	1184,4	1166,0	22,4	1184,4	1139	27,0	24,0	68,4	—	63	0,921	1644	34,04
722	53,8	1186,8	1164,6	22,2	1164,6	1154	10,6	22,5	91,6	—	84	0,917	2062	22,51
723	37,4	1169,2	1155,8	13,4	1145,6	1136	19,8	—	—	—	—	—	—	—
724	54,2	1187,2	1164,2	23,0	1165,0	1119	45,2	23,2	89,0	—	100	1,124	2065	23,20
725	56,8	1189,2	1159,8	29,4	1189,2	—	—	21,2	77,8	—	64	0,823	1646	21,16
726	37,2	1169,0	1155,6	13,4	1146,0	1138	25,6	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.6

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-5

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _н , м	ГВК _г , м	Поъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала порфации, м	Расстояние от ГВК _г до интервала порфации, м	$K_{п}^{эф}$ над ГВК _г , %	Мощность сеноманских отложений над ГВК _г , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _г	Коэффициент макронеоднородности над ГВК _г	Линейные запасы над ГВК _г	Удельные линейные запасы над ГВК _г
501	62,2	1194,0	1170,6	23,4	1194,0	1175	-4,4	17,4	67,8	—	44	0,649	1183	17,45
502	62,4	1193,8	1175,6	18,2	1193,8	1176	-0,4	26,0	71,0	—	51	0,718	1847	26,01
503	60,22	1192,2	1170,4	22,2	1179,2	1160	10,4	20,2	61,6	—	52	0,844	1246	20,23
504	66,2	1199,2	1174,2	26,0	1189,2	1177	-2,8	18,1	61,0	—	46	0,754	1106	18,13
505	62,0	1194,0	1168,0	26,0	1178,0	1157	11,0	22,0	66,0	—	40	0,606	1454	22,03
506	55,0	1187,0	1154,8	32,2	1172,0	1155	-0,2	26,5	61,6	—	57	0,925	1634	26,63
507	63,0	1195,6	1177,2	18,4	1195,6	1162	15,2	17,6	73,6	—	68	0,924	1294	17,58
508	60,9	1192,4	1179,0	13,4	1192,4	1170	9,0	12,5	79,4	—	70	0,882	992	12,49
509	63,4	1195,4	1186,8	8,6	1195,4	1138	48,8	16,5	79,8	—	43	0,539	1315	16,48
510	63,8	1195,5	1181,8	14,0	—	1152	29,8	—	—	—	—	—	—	—
511	63,8	1195,8	1176,0	19,8	1184,0	1145	31,0	18,9	62,0	—	51	0,823	1170	18,87
512	66,8	1198,8	1180,4	18,4	1198,8	1180	0,4	22,7	68,0	—	70	1,029	1544	22,71
513	65,8	1198,0	1181,2	16,8	1198,0	1172	9,2	11,5	68,4	—	43	0,629	1588	23,22
514	64,6	1194,6	1178,2	16,4	1175,6	1172	7,2	—	—	—	—	—	—	—
515	64,8	1194,8	1178,6	15,2	1179,4	1162	16,6	14,1	62,2	—	47	0,766	877	14,10
516	65,4	1198,4	1190,4	3,0	1183,2	1160	30,4	—	—	—	—	—	—	—
517	61,6	1193,6	1181,2	12,4	1183,0	1158	23,2	—	—	—	—	—	—	—
518	66,0	1198,8	1173,4	25,4	1198,8	1178	-4,6	18,1	79,0	—	64	0,810	1432	18,13
519	61,0	1193,0	1168,4	24,6	1174,8	1166	2,4	18,8	64,2	—	58	0,903	1207	18,80
520	57,2	1189,2	1160,2	29,0	1177,0	1156	4,2	20,1	49,0	—	47	0,959	986	20,12
521	61,8	1191,2	1167,2	24,0	1177,0	1156	4,2	19,4	53,2	—	39	0,733	1030	19,36
522	62,2	1191,6	1166,8	24,8	1191,2	1148	19,2	22,1	75,2	—	34	0,452	1663	22,11
523	62,6	1192,0	1166,8	25,2	1174,0	1161	15,8	20,4	80,0	—	64	0,800	1482	18,52
524	61,8	1190,8	1168,2	22,6	1174,4	1133	33,8	18,9	72,8	—	68	0,934	1376	18,90
525	66,5	1198,4	1189,0	9,4	1190,8	1155	13,2	27,2	65,4	1156,2	56	0,856	1778	27,19
526	66,3	1198,2	1188,8	9,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
527	66,4	1198,4	1189,0	9,4	1189,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
528	60,0	1192,0	1173,6	18,4	1173,6	1150	23,6	2,6	77,0	—	65	0,844	1742	22,62
529	60,4	1192,4	1176,8	15,6	—	—	—	22,7	52,8	—	58	1,098	1197	22,67
530	67,9	1200,0	1182,4	17,4	1176,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
531	67,9	1200,0	1182,4	17,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.7

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-6

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _ч , м	ГВК _с , м	Подъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала перфорации, м	Расстояние от ГВК _с до интервала перфорации, м	K _{эф} над ГВК _с , %	Мощность сеноманских отложений над ГВК _с , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _с	Коэффициент макроденудации над ГВК _с	Линейные запасы над ГВК _с	Удельные линейные запасы над ГВК _с
601	58,0	1188,0	1154,6	33,4	1188,0	1172	-17,4	29,4	67,0	—	63	0,940	1967	29,36
602	58,2	1190,6	1160,0	30,6	1160,0	1141	19,0	24,9	74,0	—	82	1,108	1840	24,86
603	54,6	1184,6	1166,6	18,0	1164,6	1146	20,6	—	—	—	—	—	—	—
604	60,6	1192,6	1157,6	35,0	1184,0	1152	5,6	27,4	74,0	—	85	1,149	2027	27,39
605	58,8	1190,8	1154,8	36,0	1170,0	1128	26,8	27,0	65,2	1132,5	70	1,074	1760	26,99
606	60,2	1192,2	1156,8	35,4	1179,2	1137	19,8	18,6	72,8	—	68	0,934	1351	18,56
607	51,4	1284,2	1158,2	26,0	1179,2	1128	30,2	18,4	73,2	—	45	0,615	1344	1836
608	57,6	1190,4	1165,8	24,6	1190,4	1122	43,8	27,3	94,4	—	84	0,890	2574	27,27
609	58,0	1190,6	1166,4	24,2	1176,8	1156	10,4	27,4	94,4	—	86	0,911	2589	27,43
610	58,2	1190,8	1169,6	21,0	1172,8	1155	14,6	26,2	81,6	—	65	0,797	2140	26,23
611	85,8	1188,4	1161,0	27,4	1173,0	1151	10,0	20,1	63,0	—	50	0,794	1265	20,8
612	58,8	1190,6	1167,0	23,6	1190,6	1765	2,0	23,5	77,8	1170,0	79	1,015	1827	23,48
613	58,8	1184,4	1158,4	26,0	1180,0	1130	28,4	17,3	74,4	—	48	0,645	1290	17,34
614	58,8	1187,6	1154,6	33,0	1187,6	—	—	15,0	56,2	—	50	0,890	844	15,02
615	60,0	1192,0	1159,2	32,8	1164,0	1147	12,2	18,6	68,8	—	80	1,163	1276	18,55
616	59,0	1189,0	1172,0	17,0	1166,4	1139	33,0	—	—	—	—	—	—	—
617	57,8	1187,4	1153,6	33,8	1171,6	1148	5,6	16,6	57,6	1153,0	55	0,955	956	16,60
618	59,8	1190,8	1162,4	28,4	1175,6	1151	11,4	20,1	63,4	—	40	0,631	1276	20,13
619	56,8	1189,2	1156,0	33,2	1189,2	1140	16,0	22,6	74,4	1140,0	62	0,833	1682	22,61
620	58,2	1190,8	1165,2	25,6	1190,8	1140	25,2	26,4	92,8	1173,0	79	0,851	2451	26,41
621	56,2	1188,8	1162,0	26,8	1188,8	1152	10,0	19,1	64,0	—	43	0,672	1223	19,11
622	58,6	1187,6	1151,0	36,6	1187,6	1171	-20,0	20,9	73,6	1139,0	75	1,019	1535	20,86
623	57,0	1189,2	1154,8	34,4	1167,0	1171	50,8	19,8	74,4	—	74	0,995	1470	19,76
624	58,2	1189,5	1159,2	30,4	1185,2	1151	8,2	27,6	69,0	—	44	0,638	1904	27,59
625	56,2	1188,6	1168,4	20,2	1180,0	1120	48,4	19,8	88,2	—	103	1,168	1745	19,78
626	58,2	1190,2	1158,8	33,4	1160,2	1127	29,8	19,2	67,2	—	72	1,071	1288	19,17
627	59,8	1191,8	1158,8	33,0	1176,4	1146	12,8	23,0	68,2	—	74	1,085	1568	22,99
628	57,2	1189,4	1155,8	33,6	1170,8	1131	24,8	20,8	75,0	—	59	0,787	1559	20,79
629	53,6	1185,0	1162,4	22,6	1185,0	—	—	16,8	70,8	—	60	0,847	1177	16,62

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-8

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _н , м	ГВК _г , м	Польем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала перфорации, м	Расстояние от ГВК _г до интервала перфорации, м	K _п над ГВК _г , %	Мощность отложений над ГВК _г , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _г	Коэффициент макронесодородности над ГВК _г	Линейные запасы над ГВК _г	Удельные линейные запасы над ГВК _г
143	32,8	1167,4	1167,4	0	1167,4	1140	27,4	15,6	59,8	—	49	0,619	943	15,77
147	29,8	1162,8	1162,8	0	1162,8	1132	30,8	25,8	113,4	—	105	0,926	2921	25,76
800	36,1	1169,4	1149,2	20,2	1169,4	1138	11,2	15,8	78,8	1138,4	56	0,711	1242	15,76
801	36,2	1169,2	1146,0	23,2	1149,4	1120	26,0	26,8	52,8	—	45	0,852	1413	26,76
802	36,1	1169,2	1146,8	22,4	1154,2	1145	1,8	26,5	53,8	—	41	0,762	1426	26,51
803	35,5	1168,4	1142,4	26,0	1168,4	1134	8,4	25,5	78,0	1134,0	64	0,821	1989	25,50
804	32,0	1164,0	1137,4	26,4	1164,0	1133	4,6	19,9	67,8	—	62	0,914	1346	19,85
806	37,6	1171,0	1153,0	18,0	1171,0	1097	56,0	18,8	85,4	—	61	0,714	1807	18,82
807	34,4	1167,6	1154,2	13,4	1167,6	1165	9,2	17,7	71,6	—	46	0,642	1265	17,67
808	36,6	1170,0	1152,0	18,0	1169,6	1120	32,0	18,7	85,0	—	71	0,835	1591	18,72
810	55,8	1189,0	1167,6	21,4	1189,0	1100	7,6	22,0	96,0	—	77	0,802	2110	21,98
812	31,6	1162,8	1139,6	23,2	1162,8	1133	6,6	16,7	63,6	1133,0	58	0,912	1082	16,70
814	50,4	1184,0	1163,6	14,4	1184,0	1139	40,6	21,6	97,6	—	85	0,871	2110	21,62
815	49,6	1183,0	1161,0	22,0	1183,0	1156	5,0	21,9	90,8	—	72	0,793	1987	21,88
816	41,4	1175,2	1145,8	29,4	1183,8	1122	23,8	16,2	84,4	—	88	1,043	1366	16,18
817	33,8	1166,8	1141,6	25,2	1166,8	1098	43,6	24,3	78,4	—	74	0,944	1909	24,35
818	35,2	1168,4	1143,8	24,6	1168,4	1135	8,6	21,5	80,8	1135,0	81	1,002	1741	21,55
819	32,1	1163,2	1139,6	23,6	1163,2	1125	14,6	16,6	64,0	1125,0	62	0,969	1063	16,61

820	36,4	1169,8	1148,6	21,2	1169,8	1100	48,6	16,9	80,2	—	67	0,835	1353	16,87
823	34,2	1167,6	1155,4	12,2	1167,6	1130	25,4	17,5	76,0	—	73	0,961	1330	19,50
824	32,6	1164,4	1143,6	30,8	1164,4	1101	42,6	17,4	74,0	—	68	0,919	1286	17,38
825	40,9	1174,8	1145,8	29,0	1149,0	1138	7,8	20,9	84,6	—	92	1,087	1771	20,93
826	32,2	1164,4	1138,8	25,6	1164,4	1147	-8,2	21,0	68,6	—	64	0,933	1442	21,02
830	33,4	1168,4	1165,4	0	1165,4	1146	19,4	17,0	39,6	—	25	0,631	675	17,05
832	30,7	1161,6	1161,6	0	1161,6	1155	12,6	21,3	86,8	—	85	0,979	1848	21,29
833	34,8	1166,8	1166,8	0	1166,8	1144	22,8	16,6	83,2	—	58	0,697	1383	16,62
834	35,3	1167,4	1167,4	0	1167,4	1142	25,4	20,9	86,2	—	77	0,894	1801	20,89
835	35,8	1167,8	1168,8	0	1167,8	1149	20,8	21,0	90,6	—	68	0,751	1898	20,95
836	22,4	1155,6	1155,6	0	1155,6	1135	20,6	22,3	72,4	—	75	1,036	1610	22,24
838	22,0	1155,4	1155,4	0	1155,4	1140	14,4	22,9	69,2	—	64	0,925	1586	22,92
839	36,1	1170,0	1170,0	0	1170,0	1146	24,0	20,2	64,8	—	63	0,972	1308	20,19
840	36,5	1170,0	1170,0	0	1170,0	1166	4,0	19,2	60,0	—	50	0,833	1151	19,18
844	40,8	1172,8	1172,8	0	1173,8	1153	19,8	18,5	67,8	—	58	0,855	1253	18,48
852	39,0	1172,6	1172,6	0	1172,6	1142	30,6	20,5	51,0	—	64	1,255	1044	20,47

Эксплуатация скважин 901, 928, 1005, 1012 приостановлена. Причиной простоя является ожидание капитального ремонта в связи с повышенным содержанием жидкости в их продукции. Поэтому вначале рассмотрим факторы, которые, по всей вероятности, привели к обводнению этих скважин.

Скв. 901 находится в кусте с эксплуатационными скважинами 900, 912 и наблюдательной скв. 78. Анализ материалов промыслово-геофизических исследований показывает, что обводнение скв. 901, вероятнее всего, связано с прорывным вытеснением газа водой в высокопроницаемых породах. Это подтверждается результатами исследований наблюдательной скв. 78, где, по данным нейтронного гаммакаротажа (НГК), над ГВК_т отмечается снижение газонасыщенности до 0,4—0,5 в интервале 1135,6—1160,0 м. Если отойти от формальных правил, по которым мы не поднимаем газоводяной контакт, когда над ГВК_т залегают хотя бы один пласт с $K_r > 0,40$, то в данном случае, по-видимому, текущее положение контакта можно смело фиксировать на отметке 1135,6 м. Тогда следует признать, что в интервале 1159,6—1166,4 м присутствует защемленный газ, и дальнейшие исследования покажут, происходит ли его освобождение. Принимая эту гипотезу, можно объяснить обводнение скв. 901. Кроме того, в ближайшее время следует ожидать появления пластовой воды в скв. 912.

Скв. 928 расположена в кусте со скважинами 1022 и 1028. Расстояние от нижней границы интервала перфорации (1176 м) до ГВК_т (1178,8 м) составляет всего 2,8 м, а разрез скважины над контактом представлен высокопроницаемыми породами с $K_{п}^{эф}$ от 23,0 до 26,0 %, что вполне объясняет обводнение продукции через перфорационные отверстия. До плотного пласта (1164,8—1166,0 м) в разрезе отсутствует какая-либо преграда для внедрения воды в залежь. Появления воды в продукции скважин 1022 и 1028 в ближайшее время, вероятно, не следует ожидать, так как интервалы перфорации находятся на расстоянии соответственно 71,6 и 36,6 м от ГВК_т.

Скв. 1005 находится в кусте с эксплуатационными скважинами 905 и 909 и расположена практически в центре зоны максимальных отборов газа ГП-9. Расстояние от нижних перфорационных отверстий до ГВК_т составляет 19,6 м, сцепление цементного камня с колонной частичное. Анализ материалов промыслово-геофизических исследований показывает, что выше ГВК_т разрез сложен коллекторами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Таким образом, наиболее вероятным путем обводнения скв. 1005 является внедрение подошвенных вод по высокопроницаемым породам. Отсутствие воды в продукции кустовых скважин 905 и 909 объясняется высоким положением интервалов перфорации относительно ГВК_т (61,7 м и 57,0 м соответственно).

Скв. 1012 располагается в кусте с эксплуатационными скважинами 1027, 1029 и наблюдательной скв. 82. Обводнение продукции скв. 1012 связано, вероятно, с тем, что по данным ГИС текущее положение ГВК фиксируется всего в 0,6 м от нижних перфорационных отверстий. Поскольку практически весь разрез скв. 1012 сложен высокопроницаемыми породами без явных перемычек, можно предположить высокий темп подъема ГВК в районе расположения этой скважины. Появления воды в продукции кустовых скважин 1027 и 1029 в ближайшее время не ожидается из-за высокого положения интервалов перфорации относительно ГВК_т (34,4 и 70,8 м соответственно). Основные параметры, по которым проводится анализ возможных причин обводнения скважин ГП-9, приводятся в табл. 2.9.

Представленные в табл. 2.1—2.9 материалы расчетов по скважинам девяти газовых промыслов Медвежьего месторождения были статистически обработаны, т.е. была выполнена операция «свертки» информации стандартными методами математической статистики [8, 12, 15], результаты представлены в табл. 2.10. Здесь же приведены обобщенные данные по всем газовым промыслам Южного, Центрального и Ныдинского куполов и по месторождению в целом.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие основные выводы.

Мощность сеноманских отложений над ГВК_т (H_T) составляет в среднем по месторождению 82,7 м, минимальная отмечается на ГП-2, максимальная — на ГП-4. Наибольший разброс величин H_T наблюдается на ГП-3, где коэффициент вариации $v = 0,495$. Это свидетельствует о том, что здесь ГВК_т в зоне расположения эксплуатационных скважин имеет максимальную изменчивость.

Число пластов и коэффициент макронеоднородности, характеризующие вертикальную геологическую неоднородность, показывают, что наибольшая неоднородность отмечается на ГП-6, 7, а минимальная — на ГП-1, т.е. внедрение воды более затруднено на ГП-6, 7.

Таблица 2.9

Распределение основных параметров по эксплуатационным скважинам ГП-9

Номер скважины	Альтитуда, м	ГВК _н , м	ГВК _с , м	Подъем ГВК, м	Мощность исследованных интервалов, м	Нижняя граница интервала перфорации, м	Расстояние от ГВК _с до интервала перфорации, м	K _п ^{эф} над ГВК _с , %	Мощность сеноманских отложений над ГВК _с , м	Верхняя граница цементного моста, м	Количество пластов над ГВК _с	Коэффициент макронесодородности над ГВК _с	Линейные запасы над ГВК _с	Удельные линейные запасы над ГВК _с
1		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
900	35,4	1173,6	1166,6	7,0	1140,0	1142	24,6	—	—	—	—	—	—	—
901	36,7	1174,9	1167,9	7,0	1144,0	1123	44,9	—	—	—	—	—	—	—
902	48,3	1187,3	1162,1	25,2	—	—	—	—	—	1133,0	—	—	—	—
903	52,9	1191,1	1164,4	26,7	1173,0	1101	63,4	20,4	91,8	—	88	0,959	1869	20,36
904	53,2	1191,4	1164,4	27,0	1162,2	1135	29,4	—	—	—	—	—	—	—
905	46,5	1188,7	1166,7	22,0	—	1105	61,7	—	—	—	—	—	—	—
906	45,2	1183,2	1166,2	17,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
907	43,8	1181,2	1181,2	0	1155,6	1126	55,2	—	—	—	—	—	—	—
908	45,9	1184,0	1166,8	17,2	1184,0	1150	35,8	18,1	90,0	—	82	0,911	1631	18,12
909	46,7	1188,9	1167,0	21,9	1176,0	1110	57,0	20,7	100,0	—	88	0,880	2068	20,68
910	47,2	1188,0	1167,0	21,0	1188,0	1145	22,0	23,9	101,0	—	97	0,960	2411	23,87
911	87,1	1188,3	1165,3	23,0	1165,0	1103	62,3	24,9	103,0	—	93	0,903	2541	24,67
912	35,7	1174,0	1167,6	6,4	1174,0	1120	47,6	21,4	86,4	—	92	1,065	1850	21,41
913	48,3	1187,5	1152,8	24,7	1184,0	1107	55,8	18,1	82,0	—	69	0,841	1484	18,10
914	31,1	1168,0	1168,0	0	1168,0	1115	53,0	33,0	98,0	—	74	0,765	2267	23,03
915	30,7	1167,4	1167,0	0,4	1167,4	1115	52,0	24,8	98,0	1132,0	93	0,949	2426	24,76
916	46,2	1184,2	1168,0	16,2	1184,2	1163	5,0	17,5	89,4	1163,0	79	0,861	1561	17,46
917	30,1	1171,0	1166,0	5,0	1134,8	1100	66,0	—	—	—	—	—	—	—
918	47,8	1186,8	1161,6	25,2	1186,8	1107	64,6	17,8	79,9	1147,0	89	1,115	1418	17,77
919	44,7	1184,4	1163,8	20,6	1184,4	1148	15,8	25,5	100,0	—	78	0,780	2548	25,48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
920	53,2	1191,4	1163,4	28,0	1191,4	1173	-9,6	19,7	87,4	—	83	0,950	1720	19,68
921	47,1	1188,4	1166,2	22,2	1166,2	1142	24,2	23,2	103,8	—	73	0,703	2406	23,18
922	44,5	1184,2	1163,6	20,6	1167,6	1144	19,6	25,7	101,6	—	66	0,650	2614	25,73
923	33,6	1173,2	1160,0	13,2	1173,2	1097	63,0	14,5	88,4	1145,6	65	0,735	1285	14,54
925	37,4	1176,8	1169,2	7,6	1176,8	1154	15,2	21,8	92,4	—	70	0,758	2014	21,80
926	31,5	1171,2	1168,4	12,8	1171,2	1149	11,4	21,3	92,8	—	84	0,905	1981	21,35
927	43,6	1183,2	1164,0	19,2	1164,0	1104	60,0	25,6	102,4	—	84	0,820	2624	25,62
928	52,0	1191,6	1178,8	12,8	1191,6	1176	2,8	16,9	106,2	1182,0	79	0,744	1791	16,86
1001	44,6	1184,4	1165,0	19,4	1184,4	1131	34,0	19,1	105,4	—	97	0,920	2013	19,10
1002	50,0	1199,8	1178,4	12,4	1190,8	1145	33,4	15,9	108,2	—	58	0,536	1722	15,91
1003	50,0	1192,0	1177,0	14,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1004	43,4	1181,6	1181,6	0	1181,6	1159,0	22,6	26,1	106,2	—	95	0,895	2767	26,05
1005	46,5	1188,0	1166,6	21,4	1188,0	1147,0	19,6	22,8	99,8	—	86	0,862	2273	22,78
1006	42,7	1183,6	1162,8	19,8	1167,2	1132	30,8	18,2	103,0	—	90	0,874	1873	18,18
1007	42,4	1182,4	1162,8	19,6	—	—	—	—	—	1129,0	—	—	—	—
1008	46,2	1184,4	1179,2	5,2	1184,4	1173	6,2	27,1	103,6	—	76	0,734	2805	27,08
1009	47,1	1186,6	1180,0	6,6	1180,0	1115	65,0	25,0	106,0	—	96	0,906	2647	24,97
1010	43,7	1183,0	1172,8	10,2	1183,0	1120	52,8	22,6	97,2	—	74	0,761	2198	22,61
1011	42,7	1183,0	1174,8	8,2	1183,0	1109	65,8	18,5	107,2	—	113	1,054	1987	18,54
1012	50,0	1191,2	1175,6	15,6	1191,2	1175	0,6	24,3	104,4	—	89	0,859	2535	24,28
1013	43,1	1182,6	1192,6	10,0	1167,6	1148	24,6	—	—	—	—	—	—	—
1014	43,1	1183,4	1176,8	6,6	1176,8	1109	67,8	20,4	110,0	—	109	0,991	2239	20,35
1015	48,9	1188,0	1167,6	20,4	1188,0	1100	67,6	20,0	103,6	1155,0	109	1,052	2075	20,03
1016	48,0	1086,6	1166,6	20,0	1166,0	1095	71,5	20,2	99,0	—	84	0,0848	2001	20,21

1017	46,7	1085,4	1164,8	20,6	1168,8	1130	34,8	—	99,6	—	63	0,633	1915	19,23
1018	46,1	1084,4	1177,4	7,0	1184,4	1118	59,4	22,2	101,2	—	72	0,711	2244	22,17
1019	44,4	1183,6	1188,6	0	1183,6	1161	22,6	23,0	107,6	—	81	0,753	2473	22,98
1020	44,2	1183,6	1173,6	10,0	1167,0	1157	16,6	—	—	—	—	—	—	—
1021	50,0	1191,0	1177,0	14,0	1172,0	1114	63,0	—	—	—	—	—	—	—
1022	50,9	1190,6	1177,6	13,0	1168,6	1106	71,6	—	—	—	—	—	—	—
1023	45,0	1185,0	1185,0	0	1172,8	1118	54,8	—	—	—	—	—	—	—
1024	39,5	1178,6	1190,6	8,0	1147,0	1106	64,6	—	—	—	—	—	—	—
1025	38,2	1177,2	1169,2	8,0	1160,0	1122	47,2	—	—	—	—	—	—	—
1026	45,0	1185,0	1185,0	0	1164,8	1121	64,0	—	—	—	—	—	—	—
1027	50,1	1191,4	1175,4	16,0	1168,8	1141	34,4	—	—	—	—	—	—	—
1028	51,9	1191,6	1178,6	13,0	1152,8	1142	36,6	—	—	—	—	—	—	—
1029	49,6	1190,8	1174,8	16,0	1170,0	1104	70,8	—	—	—	—	—	—	—
1030	44,8	1183,0	1183,0	0	1183,0	1101	82,0	17,2	104,6	—	80	0,765	1797	17,18
1031	45,0	1183,2	1183,2	0	1164,0	1140	43,2	—	—	—	—	—	—	—
1032	45,0	1183,2	1183,2	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1033	63,0	1190,0	1166,8	23,2	1190,0	1159	7,8	24,7	98,4	—	75	0,762	2433	24,73
1034	52,7	1189,8	1166,8	23,0	—	1137	—	—	—	1175,0	—	—	—	—
1035	52,2	1189,2	1167,6	21,6	1189,2	1101	66,6	24,2	102,8	—	100	0,973	2483	24,15
1036	17,8	1157,4	1146,6	10,8	1148,0	1108	38,6	19,4	87,2	—	65	0,745	1690	19,38
1037	17,8	1158,0	1146,8	11,2	1158,0	1085	61,8	21,8	84,4	—	90	0,829	1843	21,84
1038	17,2	1157,2	1146,8	10,4	1157,2	1109	37,8	24,7	84,4	—	101	1,197	2082	24,67
1039	53,2	1190,8	1170,2	20,6	1198,0	1157	13,2	20,5	98,2	—	104	1,059	2013	20,50
1040	53,3	1192,2	1170,2	22,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1041	51,7	1198,0	1168,4	22,4	1190,8	1116	52,4	23,6	94,8	—	75	0,791	2237	23,60

Статистические характеристики некоторых геолого-технологических показателей

Показатель	Статистический параметр	Газовый промысел										Купол			Месторождение в целом
		2	3	1	4	5	6	7	8	9	Южный	Центральный	Ныдлинский		
Количество скважин	N	15	13	23	29	23	27	18	21	44	80	89	44	213	
	H_T	47,67	54,62	101,81	103,54	67,43	73,16	77,86	76,77	97,98	84,61	73,48	97,98	82,75	
Мощность сеноманских отложений над ГВК _г , м		9,98	27,05	16,81	14,91	8,94	10,06	20,44	12,08	9,86	30,18	13,41	7,86	22,63	
		0,209	0,495	0,165	0,144	0,133	0,138	0,262	0,257	0,080	0,357	0,183	0,080	0,274	
Число пластов	n	41,3	42,9	73,2	83,4	53,7	66,4	70,1	67,0	83,8	66,0	64,0	83,8	68,8	
		10,5	22,5	15,8	18,8	10,9	16,1	19,9	13,6	13,3	24,9	16,2	13,3	20,9	
Коэффициент макронеоднородности	K_m	0,254	0,525	0,216	0,225	0,203	0,241	0,281	0,204	0,159	0,378	0,254	0,159	0,303	
		0,873	0,800	0,725	0,806	0,803	0,923	0,907	0,872	0,858	0,794	0,875	0,858	0,852	
Линейные запасы		0,137	0,179	0,149	0,156	0,158	0,172	0,200	0,113	0,136	0,160	0,166	0,136	0,161	
		0,157	0,224	0,205	0,194	0,194	0,189	0,216	0,130	0,159	0,202	0,190	0,159	1,192	
Удельные линейные запасы	Q_L	956,27	1121,00	2315,26	2247,76	1354,04	1626,96	1578,56	1543,39	2110,09	1841,91	1526,90	2110,09	1765,69	
		194,84	762,30	419,07	568,15	274,50	458,64	519,42	328,53	378,71	786,42	395,13	278,71	597,43	
		0,204	0,680	0,181	0,253	0,203	0,282	0,329	0,213	0,179	0,427	0,219	0,179	0,338	
		20,11	19,27	22,88	21,56	20,18	21,96	20,00	20,20	21,48	21,30	20,69	21,48	21,08	
		2,09	5,22	3,04	3,45	3,69	4,13	2,779	3,44	3,09	3,66	3,66	3,09	3,55	
		0,104	0,271	0,133	0,160	0,183	0,188	0,139	0,170	0,144	0,172	0,177	0,144	0,68	

Примечание. По каждому параметру: 1-ая строка — среднее, 2-я — стандартное отклонение, 3-я — коэффициент вариации.

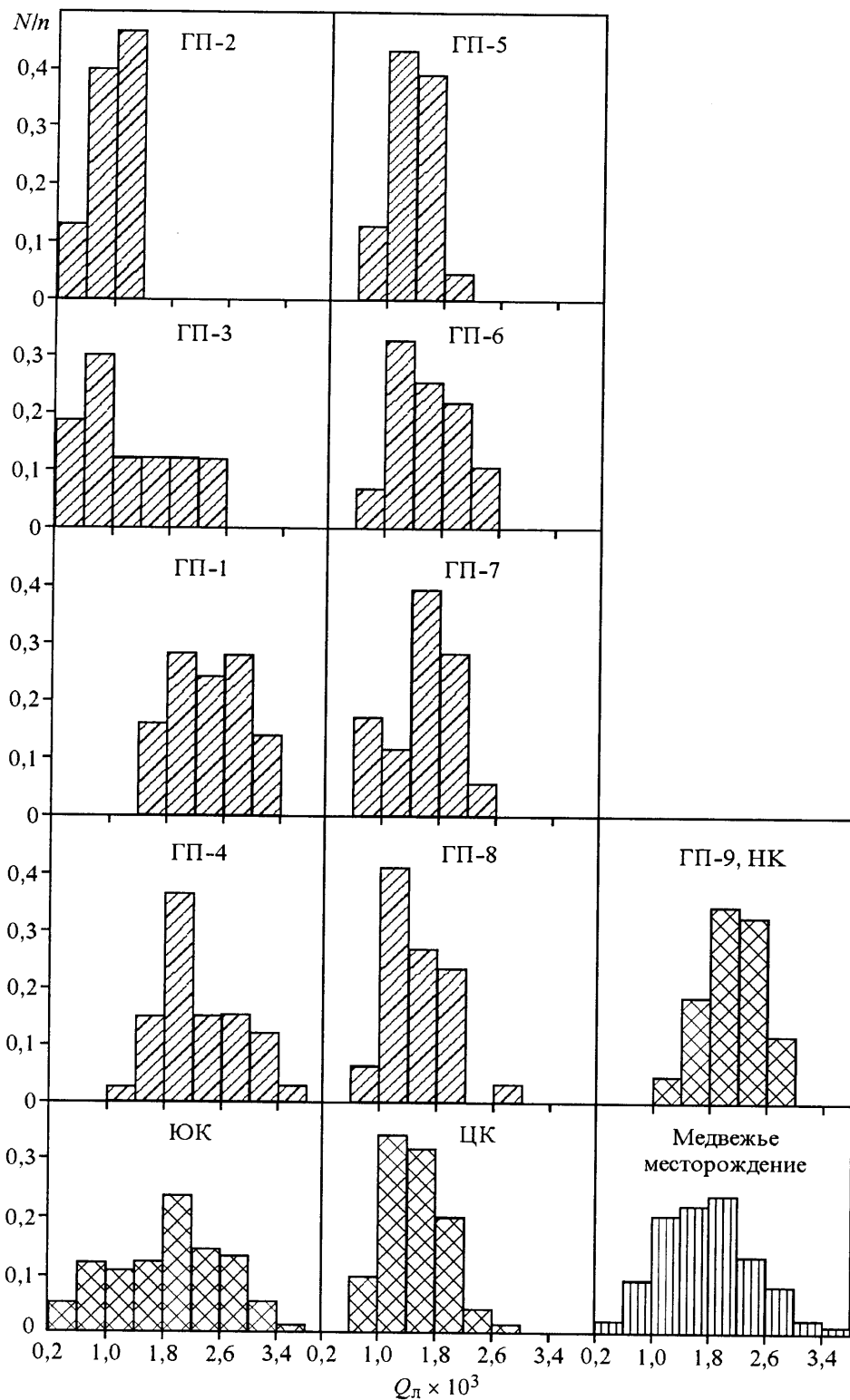


Рис. 2.2. Гистограммы распределения линейных запасов.

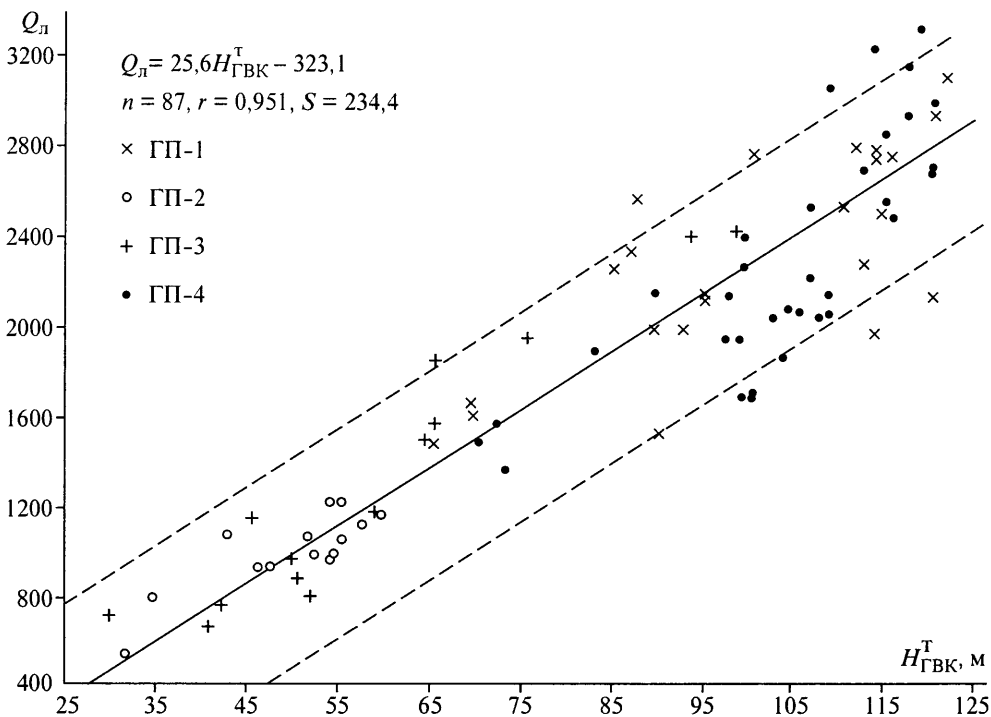


Рис. 2.3. Зависимость $Q_{л} = f(H_{ГВК}^T)$ по Южному куполу.

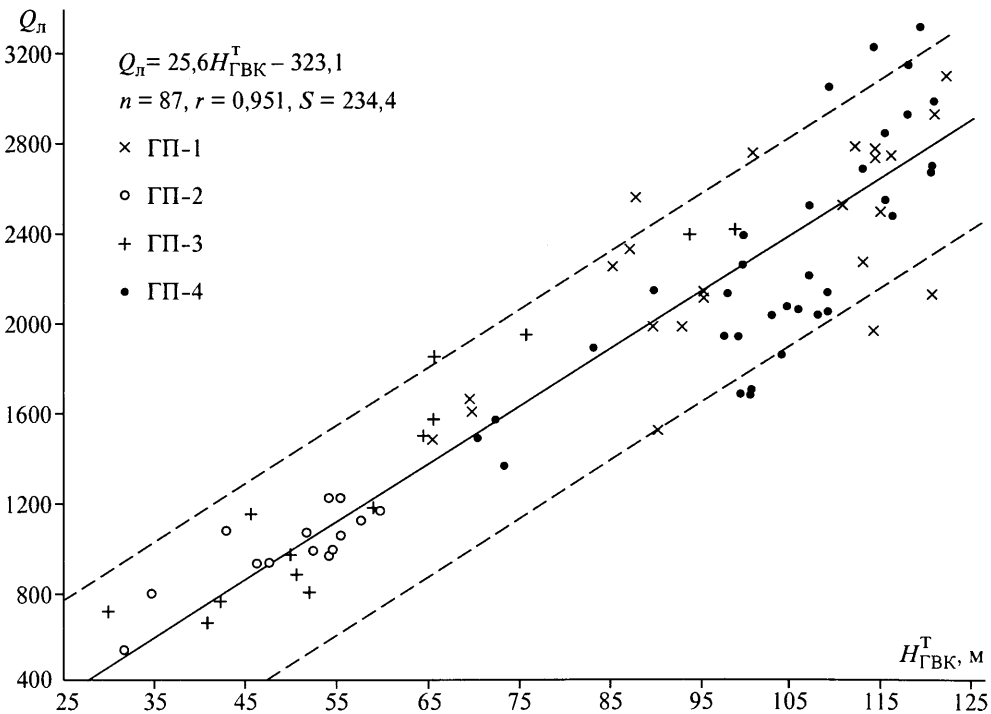
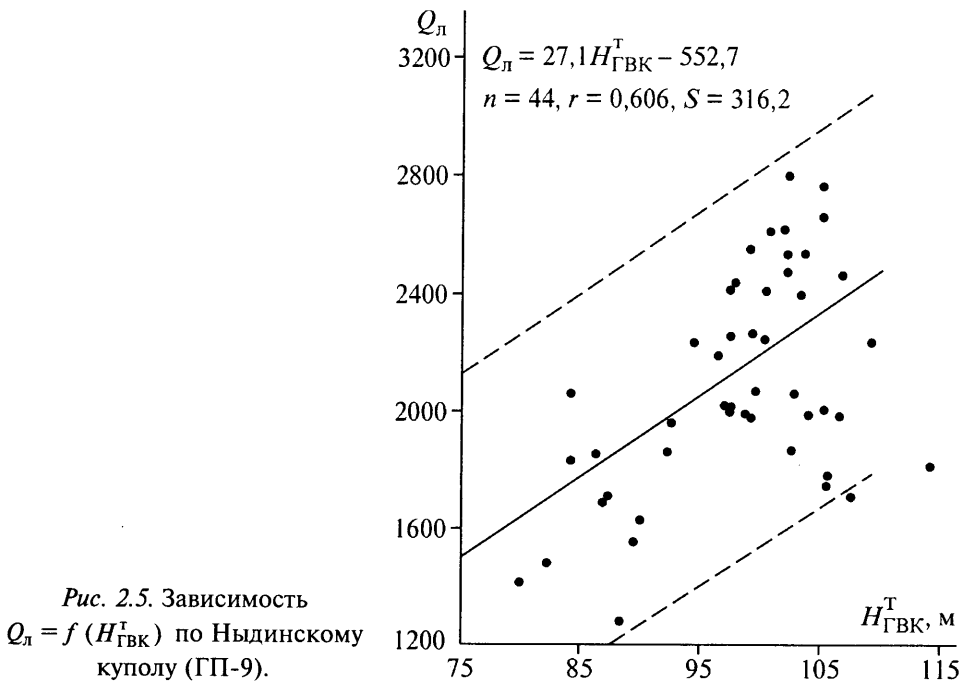


Рис. 2.4. Зависимость $Q_{л} = f(H_{ГВК}^T)$ по Центральному куполу.



Как уже отмечалось, линейные и удельные линейные запасы газа могут быть в числе основных параметров, контролирующих процесс разработки. Они представлены в условных единицах начальных запасов, что расширяет возможности проведения анализа, различных сопоставлений и т.п., а пересчитать на текущие линейные запасы несложно. В первом приближении текущие линейные запасы, в том числе и удельные, определяются путем умножения на коэффициент, равный отношению текущего давления к начальному (P_T/P_H) на любом участке месторождения. По данным табл. 2.10 видно, что максимальные линейные запасы газа над ГВК_Т находятся в эксплуатационной зоне расположения скважин ГП-1, 4, 9, а минимальные — ГП-2, 3, 5. В то же время удельные линейные запасы (на 1 м вскрытой мощности) имеют максимальное значение на ГП-1, 4, 6, а минимальное — на ГП-2, 3, 7.

По гистограммам распределений линейных запасов ($Q_{л}$) по всем газовым промыслам и месторождению в целом (рис. 2.2) можно четко представить пределы изменений $Q_{л}$, распределение по отдельным группам и т.п., что дает возможность корректировать добычу газа на различных участках месторождения. Были также получены зависимости между $Q_{л}$ и мощностью продуктивных отложений над ГВК_Т ($H_{ГВК}^T$) по ГП и участкам месторождения (рис. 2.3—2.5), позволяющие проводить оценочные расчеты. Отмечается довольно устойчивая линейная зависимость: с увеличением $H_{ГВК}^T$ увеличивается $Q_{л}$, что и следовало ожидать.

Распределение удельных линейных запасов по отдельным частям и в целом по Медвежьему месторождению представлено на рис. 2.6 и в табл. 2.11, а в табл. 2.12 показано распределение конкретных скважин по средней величине удельных линейных запасов, что позволяет оценить запасы газа над ГВК_Т и регулировать отбор практически по каждой эксплуатационной скважине, вскрывшей ГВК_Т.

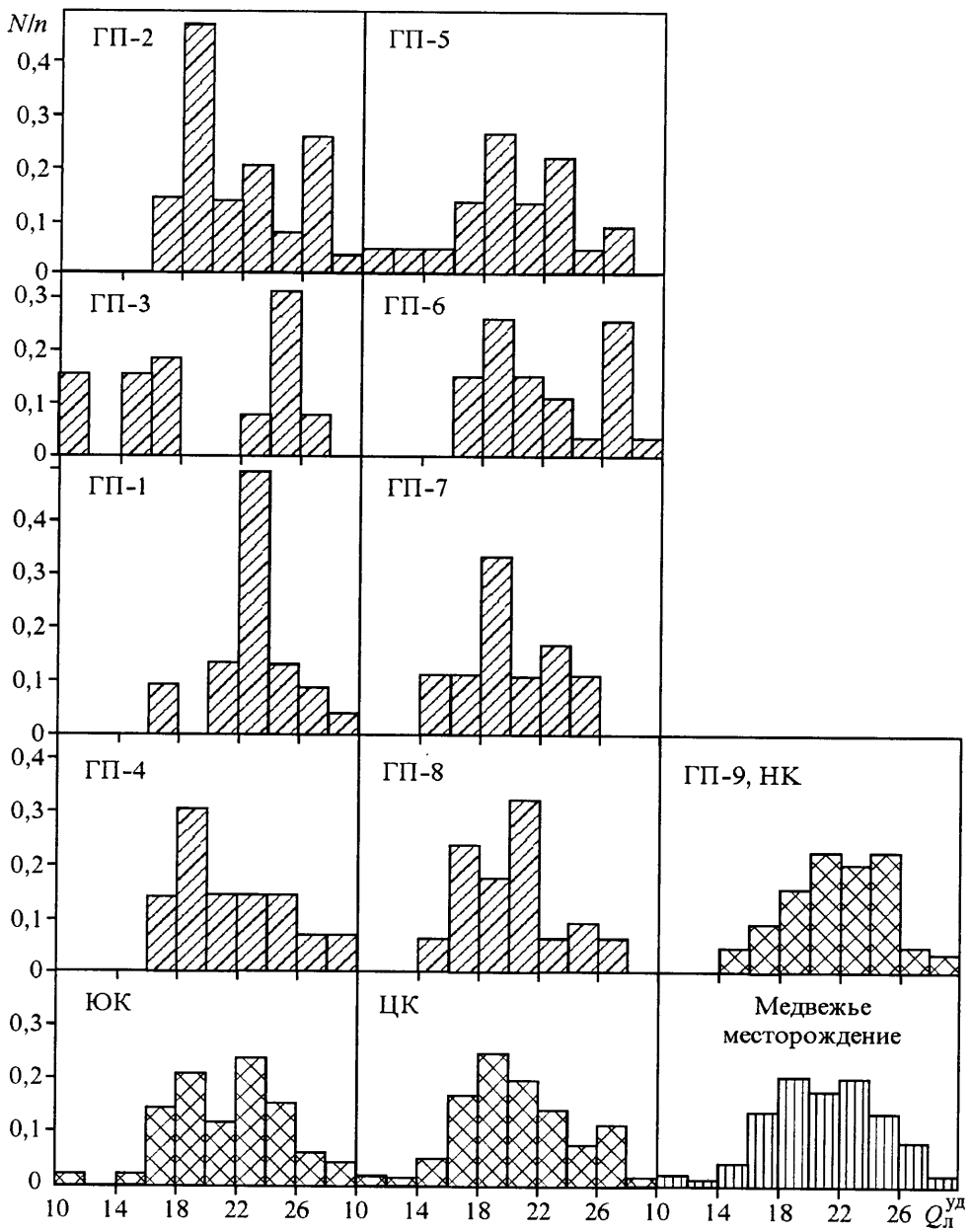


Рис. 2.6. Гистограммы распределений удельных линейных запасов над ГВК_г.

Таблица 2.11

Дифференциальные и интегральные распределения скважин по средним удельным линейным запасам над ГВК_r

Объект	Количество скважин										
		10—12	12—14	14—16	16—18	18—20	20—22	22—24	24—26	26—28	28—30
ГП-2	15	—	—	—	2	7	2	3	1	—	—
		—	—	—	0,133	0,467	0,133	0,200	0,067	—	—
		—	—	—	0,133	0,600	0,733	0,933	1,000	—	—
ГП-3	13	2	0	2	3	0	0	1	4	1	—
		0,154	0	0,154	0,231	0	0	0,077	0,308	0,077	—
		0,154	0,154	0,308	0,538	0,538	0,538	0,615	0,923	1,000	—
ГП-1	23	—	—	—	2	0	3	11	3	2	1
		—	—	—	0,091	0	0,136	0,500	0,136	0,091	0,045
		—	—	—	0,091	0,091	0,227	0,727	0,864	0,955	1,000
ГП-4	29	—	—	—	4	9	4	4	4	2	2
		—	—	—	0,138	0,310	0,138	0,138	0,138	0,069	0,069
		—	—	—	0,138	0,448	0,586	0,724	0,862	0,931	1,000
ГП-5	23	1	1	1	3	6	3	5	1	2	
		0,043	0,043	0,043	0,130	0,216	0,130	0,217	0,043	0,087	
		0,043	0,087	0,130	0,216	0,522	0,652	0,870	0,193	1,000	
ГП-6	27	—	—	—	4	7	4	3	1	7	1
		—	—	—	0,148	0,259	0,148	0,111	0,037	0,259	0,037
		—	—	—	0,148	0,407	0,556	0,667	0,704	0,963	1,000
ГП-7	18	—	—	2	2	6	2	4	2	—	—
		—	—	0,111	0,111	0,333	0,111	0,222	0,111	—	—
		—	—	0,111	0,222	0,556	0,667	0,889	1,000	—	—
ГП-8	34	—	—	2	8	6	11	2	3	2	—
		—	—	0,059	0,235	0,176	0,324	0,059	0,088	0,059	—
		—	—	0,059	0,294	0,471	0,794	0,853	0,941	1,000	—
ГП-9	44	—	—	2	4	7	10	9	10	2	—
		—	—	0,045	0,091	0,159	0,227	0,205	0,227	0,045	—
		—	—	0,045	0,136	0,295	0,523	0,727	0,955	1,000	—
Южный купол	79	2	0	2	11	16	9	19	12	5	3
		0,025	0	0,025	0,139	0,203	0,114	0,0241	0,152	0,063	0,038
		0,025	0,025	0,050	0,190	0,392	0,506	0,747	0,899	0,962	1,000
Центральный купол	102	1	1	5	17	25	20	14	7	11	1
		0,010	0,010	0,049	0,167	0,245	0,196	0,137	0,069	0,108	0,010
		0,010	0,020	0,069	0,235	0,480	0,676	0,814	0,882	0,990	1,000
Ныдинский купол	44	—	—	2	4	7	10	9	10	2	—
		—	—	0,045	0,091	0,159	0,227	0,205	0,227	0,045	—
		—	—	0,045	0,136	0,295	0,523	0,727	0,955	1,000	—
Медвежье месторождение	225	3	1	9	32	48	39	42	29	18	4
		0,013	0,004	0,040	0,142	0,213	0,173	0,187	0,129	0,080	0,018
		0,013	0,018	0,058	0,200	0,413	0,587	0,773	0,902	0,982	1,000

Примечание. По каждому объекту: 1-я строка — количество скважин в группе, 2-я — частота, 3-я — накопленная частота.

Распределение эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения по средним удельным линейным запасам над ГВК,

Объект	Количество скважин	Средние удельные линейные запасы над ГВК,										
		10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24	24-26	26-28	28-30	
ГП-2	15	—	—	—	214, 217	201, 202, 212, 215, 223	207, 218 222	203, 204, 205	208	—	—	—
ГП-3	13	316	307	310, 311	306, 308, 313	—	312	303, 304, 309, 318, 320	—	—	—	—
ГП-1	23	—	—	—	105, 124, 137	—	109, 110, 115, 118, 120	103, 104, 121, 123, 131, 132, 133, 140	102, 112, 122	117, 134, 135	128	
ГП-4	29	—	—	—	404, 411, 418, 424	402, 405, 413, 416, 421, 423, 426, 433	415, 425, 427, 434	407, 408, 410, 435, 437	406, 409, 436	403, 412, 420, 428	419	
ГП-5	23	513	508	515	501, 507, 509	504, 511, 517, 518, 520, 523	503, 519, 522	505, 512, 521, 527, 528	502	506, 524	—	
ГП-6	27	—	—	—	613, 614, 617, 629	606, 607, 615, 621, 623, 625, 626	611, 618, 628, 622	612, 629, 627	602	604, 605, 608, 609, 610, 620, 624	601	
ГП-7	18	—	—	706, 717	716, 720	702, 705, 708, 712, 715, 719	701, 725	704, 710, 722, 724	713, 721	—	—	
ГП-8	34	—	—	143, 800	807, 812, 816, 819, 820, 823, 824, 833	804, 806, 808, 830, 840, 844	810, 814, 815, 818, 825, 826, 832, 834, 835, 839, 852	836, 838	147, 803, 817	801, 802	—	
ГП-9	43	—	—	923, 1002	916, 918, 928, 1030	908, 913, 920, 1001, 1006, 1011, 1039	903, 909, 912, 925, 926, 1014, 1015, 1016, 1037, 1039	910, 914, 921, 1005, 1010, 1018, 1019, 1041	911, 915, 919, 922, 927, 1009, 1012, 1033, 1035, 1038	004, 1008	—	
Всего скважин	225	2	2	9	33	46	42	39	29	20	3	

3. СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗАХ СКВАЖИН

Практика разработки газовых месторождений Крайнего Севера показывает, что из-за падения пластового давления и обводнения коллектора рабочие дебиты эксплуатационных скважин постоянно снижаются (например, на Медвежем месторождении за 16 лет средний дебит уменьшился почти в 3 раза [6, 16, 18]). Это приводит к недозагрузке по производительности технологического оборудования УКПГ и ДКС, ухудшению фондоотдачи и других экономических показателей и, как следствие, к необходимости бурения дополнительных скважин для поддержания стабильных отборов из месторождения на экономически оправданный период.

Критерием, количественно определяющим величину текущего рабочего дебита по каждой скважине для месторождений Крайнего Севера, приуроченных к слабосцементированным коллекторам, служит величина предельной депрессии на пласт, выше которой, по данным промысловых исследований, начинается вынос из него жидкости и механических примесей.

Нами впервые предложена эффективная методика выбора приоритетных скважин и интервалов дополнительной перфорации, позволяющая значительно повысить рабочий дебит, а соответственно, и отбор по промыслу без увеличения депрессии на пласт [1]. Информативными параметрами для решения задачи могут быть коэффициенты газонасыщенности, при этом газонасыщенность неизменной части пласта определяется по данным электрического каротажа ($K_r^{\text{ЭК}}$), а прискважинной зоны — по результатам замера НГК непосредственно после спуска обсадной колонны ($K_r^{\text{НГК}}$).

Очевидно, что большая вероятность поступления газа в скважину ($P_{\text{ЭК}}$) из пластов с более высокими коллекторскими свойствами, в частности $K_r^{\text{ЭК}}$, т.е.

$$P_{\text{ЭК}} = \frac{K_r^{\text{ЭК}}}{K_{r(\text{max})}}, \quad (3.1)$$

где $K_{r(\text{max})}$ — максимальное значение коэффициента газонасыщенности для данного месторождения.

Аналогично, чем «чище» прискважинная зона, т.е. чем больше значение $K_r^{\text{НГК}}$, тем выше вероятность притока газа из пласта в скважину:

$$P_{\text{НГК}} = \frac{K_r^{\text{НГК}}}{K_{r(\text{max})}}, \quad (3.2)$$

Из выражений (3.1) и (3.2) видно, что $P_{\text{ЭК}}$ и $P_{\text{НГК}}$ могут принимать значения от нуля (при $K_{\text{Г}}^{\text{ЭК}} = K_{\text{Г}}^{\text{НГК}} = 0$) до единицы (при $K_{\text{Г}}^{\text{ЭК}} = K_{\text{Г}}^{\text{НГК}} = K_{\text{Г}(\text{max})}$).

Общая вероятность наступления двух независимых событий равна произведению их вероятностей. Поэтому для рассматриваемого случая имеем:

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{ЭК}} P_{\text{НГК}} \left(\frac{K_{\text{Г}}^{\text{ЭК}}}{K_{\text{Г}(\text{max})}} \right) \left(\frac{K_{\text{Г}}^{\text{НГК}}}{K_{\text{Г}(\text{max})}} \right). \quad (3.3)$$

Общая вероятность $P_{\text{общ}}$ пропорциональна произведению коэффициентов газонасыщенности, определенных по данным электрического каротажа и НГК, поэтому ее можно назвать комплексным геофизическим параметром $\Pi_{\text{Г}}$. С учетом того, что в сеноманских залежах $K_{\text{Г}(\text{max})} = 0,9$ [30, 32], выражение (3.3) примет следующий вид:

$$\Pi_{\text{Г}} = P_{\text{ЭК}} P_{\text{НГК}} = 1,235 K_{\text{Г}}^{\text{ЭК}} K_{\text{Г}}^{\text{НГК}}. \quad (3.4)$$

Таким образом, параметр $\Pi_{\text{Г}}$ характеризует вероятность поступления газа из пласта в скважину в зависимости от величины начальной газонасыщенности и состояния прискважинной зоны, определяемых по промыслово-геофизическим данным [19, 35].

Параметр $\Pi_{\text{Г}}$ имеет максимальное значение, равное 1, в пластах с лучшими коллекторскими свойствами и «чистой» прискважинной зоной; минимальные — в пластах коллектора с сильно измененной прискважинной зоной, где $K_{\text{Г}}^{\text{НГК}}$ близко к нулю; а нулевыми значениями $\Pi_{\text{Г}}$ характеризуются глины и плотные породы.

Из выражений (3.3) и (3.4) видно, что большинство пластов-коллекторов должны иметь отличное от нуля значение $P_{\text{ЭК}}$, однако, по данным расходомерии, в скважины поступает газ только из части перфорированных пластов [5, 14, 17]. В связи с этим возникает необходимость установить критическое значение параметра ($\Pi_{\text{Г}}^{\text{КР}}$), которое позволит все пласты разделить на два класса — отдающие и не отдающие газ в скважину. Величина $\Pi_{\text{Г}}^{\text{КР}}$ определялась способом статистического анализа значений $\Pi_{\text{Г}}$ по представительной эталонной выборке, включавшей результаты определения $\Pi_{\text{Г}}$ по каждому пласту в интервалах перфорации 41 скважины, где башмак насосно-компрессорной трубы (НКТ) установлен выше интервала перфорации. Общая мощность исследованных интервалов 1529 м.

Для определения $\Pi_{\text{Г}}^{\text{КР}}$ были составлены интегральные распределения $\Pi_{\text{Г}}$ для двух классов коллекторов — отдающих и не отдающих газ в скважину, по данным расходомерии. Каждое из них выражает связь между частотой встречаемости объектов и значением $\Pi_{\text{Г}}$.

$$\Phi(\Pi_{\text{Г}}) = \frac{h_{\text{нак}}}{H_{\text{общ}}}, \quad (3.5)$$

где $h_{\text{нак}}$ — накопленная мощность по соответствующим классам; $H_{\text{общ}}$ — суммарная мощность по каждому классу. Точка пересечения интегральных кривых двух классов определяет значение $\Pi_{\text{Г}}^{\text{КР}}$, характеризующее границу между пластами, отдающими и не отдающими газ в скважину. На рис. 3.1 показаны интегральные распределения параметра $\Pi_{\text{Г}}$ для Южного (ЮК), Центрального (ЦК), Ныдинского (НК) куполов и месторождения в целом (М), а в табл. 3.1 приведены значения $\Pi_{\text{Г}}^{\text{КР}}$ по всем газовым промыслам Медвежьего месторождения. Из табл. 3.1 видно, что величина $\Pi_{\text{Г}}^{\text{КР}}$ довольно стабильна для всего месторождения (за исключением ГП-2, где $\Pi_{\text{Г}}^{\text{КР}} = 0,42$) [19, 35].

В общем случае схема применения комплексного геофизического параметра $\Pi_{\text{Г}}$ имеет следующий вид. По данным электрического каротажа опреде-

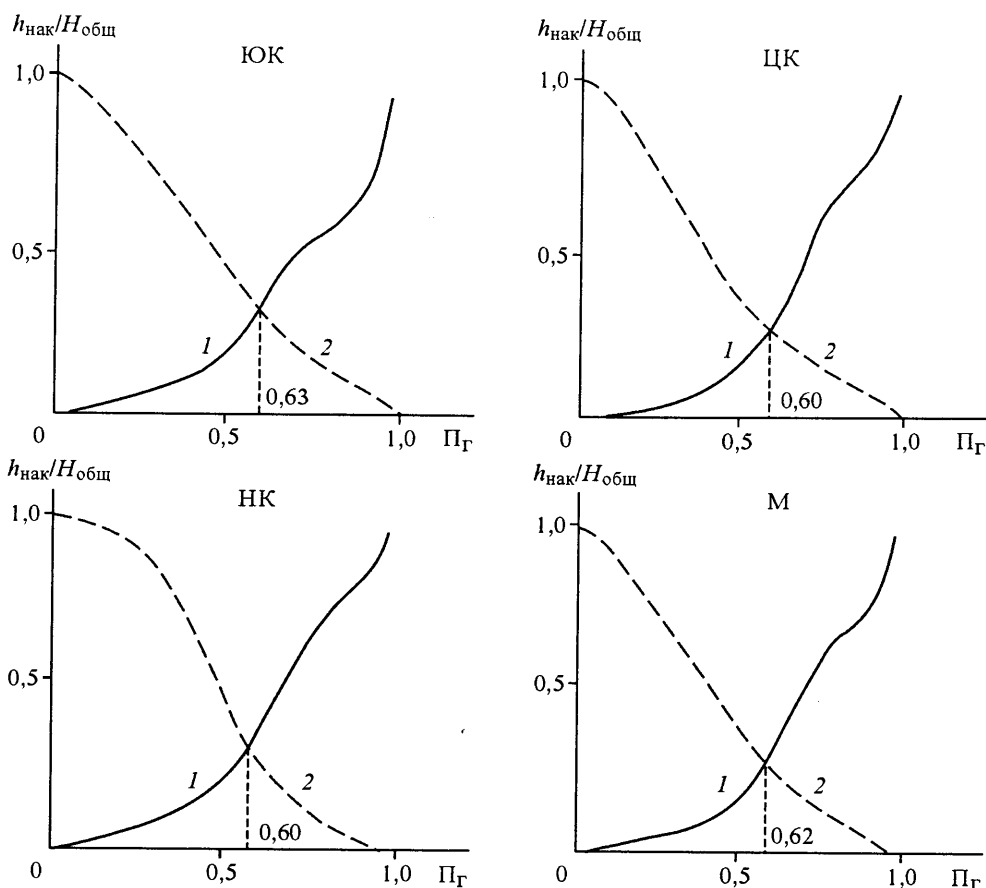


Рис. 3.1. Интегральное распределение геофизического параметра P_r по интервалам перфорации для Медвежьего месторождения.
1 — отдающие газ в скважину, 2 — не отдающие.

ляются значения $K_r^{\text{ЭК}}$, а по результатам замера НГК, проведенного после спуска обсадной колонны, — $K_r^{\text{НГК}}$. Для каждого пласта рассчитывается величина P_r , которая сравнивается с значением $P_r^{\text{кр}}$ для данного ГП. Если $P_r \geq P_r^{\text{кр}}$, то пласт может отдавать газ в скважину, если $P_r < P_r^{\text{кр}}$, то приток отсутствует.

Анализ результатов промыслово-геофизических исследований скважин по определению газоотдающих интервалов в действующих скважинах показал, что на Медвежьем месторождении могут быть выделены следующие типичные случаи [22, 36, 37].

1. Интервал перфорации открыт для проведения промыслово-геофизических исследований. Выделение интервалов притока газа по данным газодинамического каротажа (ГДК) не вызывает затруднений. Пример совместной интерпретации данных ГДК и параметра P_r по скв. 319 показан на рис. 3.2, а.

Таблица 3.1

Критические значения параметра P_r для Медвежьего месторождения

Объект	P_r	Объект	P_r	Объект	P_r	Объект	P_r
ГП-1	0,68	ГП-4	0,65	ГП-7	0,60	ЦК	0,60
ГП-2	0,42	ГП-5	0,70	ГП-8	0,62	ЮК	0,63
ГП-3	0,75	ГП-6	0,60	НК	0,60	М	0,62

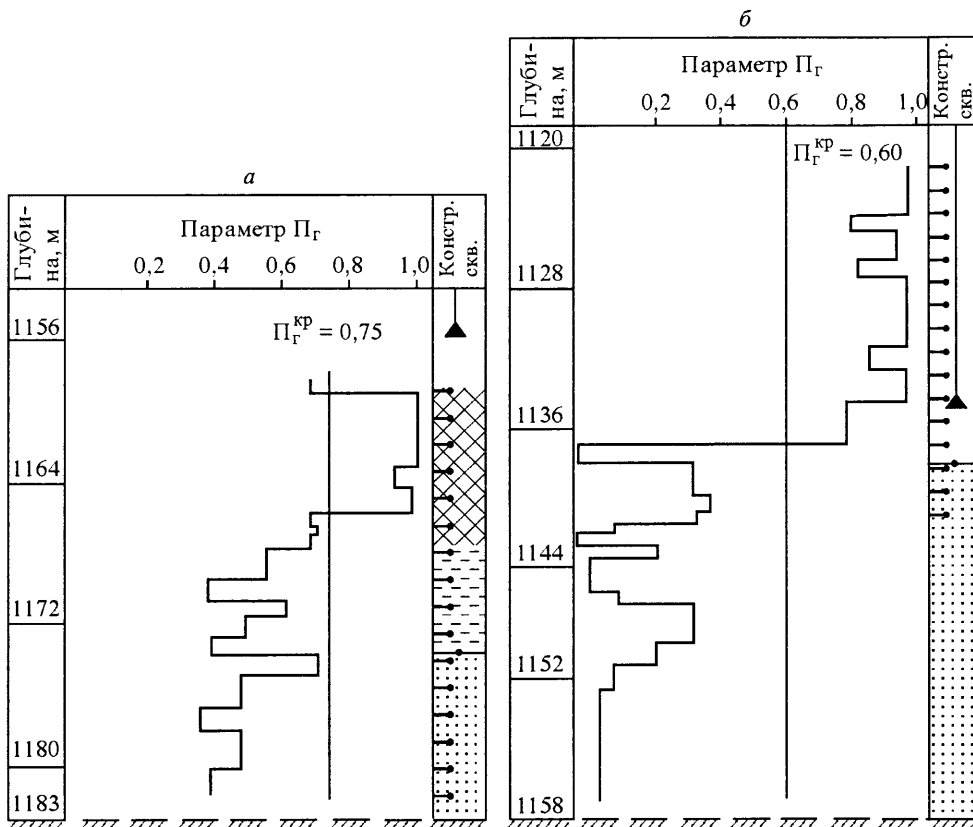


Рис. 3.2. Выделение интервалов притока газа по данным ГДК и параметра Π_r по скважинам 319 (а) и 603 (б).

Усл. об. см. рис. 3.3.

Видно хорошее совпадение границ газоотдающего интервала, выделенного независимыми способами.

2. Интервал перфорации частично перекрыт НКТ. По данным ГДК определяются интервалы притока газа и их дебиты ниже башмака НКТ. Превышение дебитов в НКТ по сравнению с открытой частью скважины свидетельствует о наличии за НКТ газоотдающих интервалов. Выделить все прямыми методами ГДК не удастся, в то же время по величине Π_r предполагаемые интервалы притока газа определяются с высокой достоверностью. Пример для скв. 1039 приведен на рис. 3.3.

3. Интервал перфорации полностью перекрыт НКТ. Скважин с такой конструкцией на месторождении большинство и прямые методы ГДК здесь не могут быть использованы. Выделить газоотдающие интервалы в этих скважинах можно с помощью параметра Π_r . Пример такой интерпретации данных по скв. 602 приведен на рис. 3.2, б.

Использование распределения параметра Π_r по разрезу скважин позволяет обоснованно рекомендовать интервалы для проведения перфорации в новых бурящихся скважинах и в скважинах старого эксплуатационного фонда [39].

В ООО «Надымгазпром» создан банк данных распределения параметра Π_r по всему эксплуатационному фонду и начиная с 1987 г. любое решение, связанное с выбором первоочередных скважин и интервалов дополнительной перфорации в них, принимается с обязательным использованием этих данных.

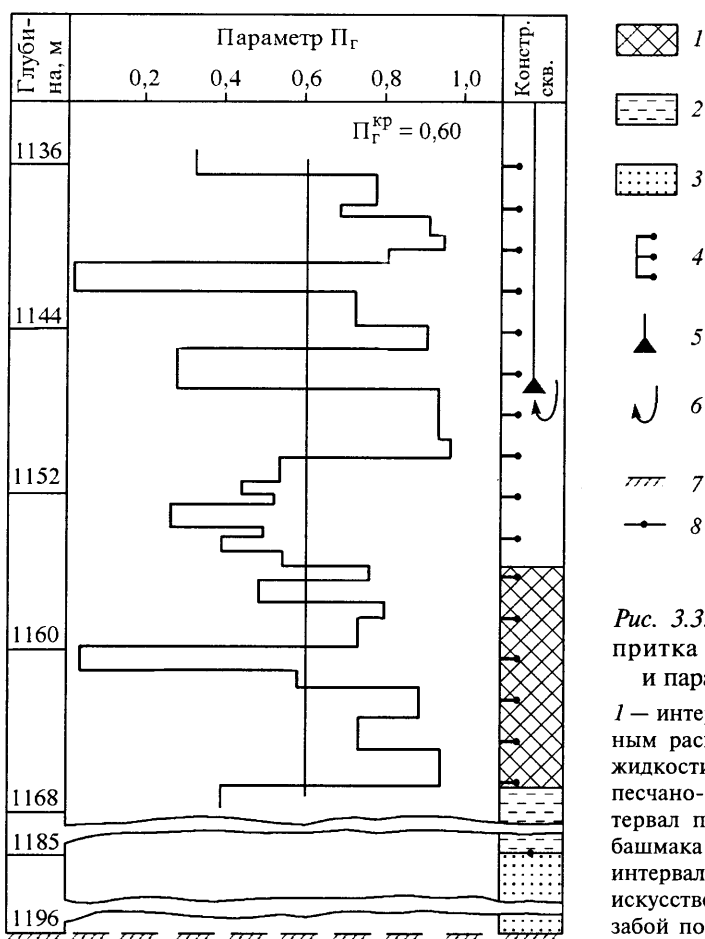


Рис. 3.3. Выделение интервалов притока газа по данным ГДК и параметра Π_r в скв. 1039.

1 — интервалы притока газа по данным расходомерии; 2 — уровень жидкости в стволе скважины; 3 — песчано-глинистая пробка; 4 — интервал перфорации; 5 — глубина башмака НКТ; 6 — приток газа из интервалов, перекрытых НКТ; 7 — искусственный забой; 8 — текущий забой по геофизическим данным.

Внедрение изложенной технологии на Медвежьем месторождении позволило увеличить рабочий дебит скважин, где была проведена дополнительная перфорация (при прочих равных условиях до и после этого), в среднем на 42 % (табл. 3.2). Уменьшение дебитов скважин 107, 108, 419, вероятно, связано с некачественным их освоением.

Предлагаемая технология может быть эффективно использована также на Уренгойском и Ямбургском месторождениях, а в будущем и на месторождениях Ямала, поскольку они приурочены к одним и тем же продуктивным отложениям, а условия вскрытия пласта-коллектора, характер и тенденция снижения рабочих дебитов скважин в целом идентичны.

Таблица 3.2

Изменение дебитов скважин Медвежьего месторождения после проведения дополнительной перфорации

Номер скважины	Прирост дебита, %	Номер скважины	Прирост дебита, %	Номер скважины	Прирост дебита, %
107	-8,5	142	100,0	615	15,4
108	-13,0	419	-6,0	811	150,0
123	26,2	428	83,3	812	40,0
133	33,3	429	40,0	816	71,4
136	18,5	132	38,9		

4. ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Приведенные в предыдущих разделах анализ и методики определения фильтрационно-емкостных свойств пород были использованы для прогнозирования производительности скважин на Медвежьем месторождении [21, 35].

Уравнение притока газа к забою скважин для условий сеноманских продуктивных отложений газовых месторождений Крайнего Севера имеет вид [30, 35]:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aQ - a_0Q + bQ^2, \quad (4.1)$$

где

$$a = \frac{\mu z P_0 T}{2\pi h k z_0 T_0} \ln \frac{R_k}{R_c}; \quad (4.2)$$

$$a_0 = \frac{10^{-1} \beta^* z P_0 T K_{\text{п}}^{\text{эф}} \text{Re}_{\text{кр}} \mu_0}{2\pi h \sqrt{k z_0 T_0}}; \quad (4.3)$$

$$b = \frac{\beta^* \rho_0 z P_0 T}{2(\pi h)^2 z_0 T_0 R_c}; \quad (4.4)$$

$$\beta^* = \frac{63 \cdot 10^6}{(k / K_{\text{п}}^{\text{эф}})^{3/2}}, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ — соответственно пластовое и забойное давления, МПа; a , b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины; $a_0 = bQ_0$, Q_0 — максимально возможный расход газа, при котором в зоне течения сохраняется закон Дарси, тыс. м³/сут; Q — объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, тыс. м³/сут; z , z_0 — коэффициенты сверхсжимаемости газа соответственно при пластовом давлении и $P_0 = 1,04$ МПа; T , T_0 — соответственно пластовая и стандартная температура газа, °С; h — эффективная (газотдающая) толщина, м; k — коэффициент проницаемости пласта, м²; R_k , R_c — радиусы контура питания и скважины соответственно, м; $\text{Re}_{\text{кр}}$ — критическое значение числа Рейнольдса; μ , μ_0 — коэффициенты динамической вязкости газа в пластовых и стандартных условиях соответственно, Па · с; $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$ — коэффициент эффективной пористости; ρ_0 — плотность газа, приведенная к стандартным условиям.

Анализ выражений (4.1)—(4.5) показывает, что в зависимости от расположения эксплуатационной скважины, фильтрационно-емкостных свойств пород газоотдающих интервалов наибольшую изменчивость имеют такие параметры, как пластовое и забойное давления, эффективная толщина, коэффициенты эффективной пористости и проницаемости пласта. Остальные параметры практически не меняются от скважины к скважине.

Левая часть выражения (4.1) $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ является регулируемой и может быть зафиксирована на любом уровне, имеющем физический смысл.

Комплекс промыслово-геофизических исследований, проводимых в открытом стволе скважины непосредственно после окончания бурения, позволяет определить такие фильтрационно-емкостные параметры пластов, как открытая пористость и газонасыщенность. На основании этого в разрезах скважин выделяются пласты-коллекторы, рассчитывается коэффициент эффективной пористости как произведение коэффициентов открытой пористости и газонасыщенности, т.е. $K_{п}^{\text{эф}} = K_{п}^{\text{от}} K_{г}$, находится эффективная толщина пластов, способных отдавать газ в скважину. Как отмечалось выше, определение коэффициента проницаемости непосредственно по данным каротажа предполагает слишком много различных допущений и приводит к существенным ошибкам. Поэтому на практике проницаемость рассчитывают по зависимости между $\lg k$ и эффективной толщиной. Так, для сеноманских отложений Медвежьего месторождения она имеет вид:

$$\lg k = 0,18 + 10,38 K_{п}^{\text{эф}}. \quad (4.6)$$

Анализ и сопоставление теоретических и фактических дебитов скважин корректно проводить, используя удельные дебиты, т.е. средние дебиты на 1 м эффективной (газоотдающей) толщины. Таким образом, в расчетах принимаются $h = 1$ м; коэффициенты эффективной пористости от 0,05 до 0,35, что соответствует коэффициентам проницаемости $(5-5000)10^{-15}$ м². Эти диапазоны изменений $K_{п}^{\text{эф}}$ и k характеризуют практически все породы-коллекторы продуктивных сеноманских отложений. Следует отметить, что представленные расчеты (табл. 4.1) и зависимости дают возможность оценивать удельные

Таблица 4.1

Теоретические значения удельных дебитов для различных ΔP^2

Эффективная пористость	Коэффициент проницаемости $k \cdot 10^{-15}$, м ²	Фильтрационные коэффициенты		Удельный дебит Q_t при различных ΔP^2 (МПа ²), тыс. м ³ /(сут · м)				
		<i>a</i>	<i>b</i>	2	4	6	8	10
0,052	5	608,80000	4,1574940	0,3	0,7	1,0	1,3	1,6
0,082	10	304,40000	2,9107330	0,7	1,3	1,9	2,6	3,2
0,152	50	60,88000	0,6570401	3,2	6,2	9,0	11,7	14,2
0,182	100	30,44000	0,3043607	6,2	11,6	16,9	21,6	26,1
0,212	200	15,22000	0,1352821	11,9	22,0	30,9	39,0	46,5
0,230	300	10,14667	0,0832210	17,3	31,4	43,6	54,5	64,5
0,252	500	6,08800	0,0443535	2,4	48,5	66,4	82,2	96,5
0,267	700	4,34857	0,0292012	36,9	64,3	87,1	107,0	125,0
0,277	900	3,38222	0,0211659	45,9	79,1	106,5	130,3	151,7
0,282	1000	3,04400	0,0185633	50,3	86,1	115,6	141,2	164,2
0,297	1400	2,17429	0,0121122	67,0	112,9	150,2	182,5	211,3
0,308	1800	1,69111	0,0087740	82,7	137,9	182,3	220,6	254,7
0,312	2000	1,52200	0,0076378	90,4	150,0	197,8	239,0	275,7
0,320	2400	1,26833	0,0060352	105,1	173,0	227,3	273,9	315,3
0,330	3000	1,01467	0,0045224	126,2	205,7	268,9	323,1	371,2
0,342	4000	0,76100	0,0030991	159,4	256,9	334,0	399,9	458,4
0,352	5000	0,60880	0,0023155	190,5	304,5	394,3	470,9	538,7

Таблица 4.2

Сопоставление теоретических и фактических дебитов скважин Медвежьего месторождения

Номер скважины	Газоотдающая толщина, м	Средняя эффективная пористость	Удельный дебит при $\Delta P^2 = 4 \text{ МПа}^2$, тыс. м ³ /сут · м	
			Q_t	Q_f
108	11,2	0,267	64,3	35,6
116	5,4	0,350	300,0	152,7
121	7,4	0,332	215,0	182,2
125	12,6	0,228	30,0	15,1
307	16,2	0,237	41,0	39,6
311	12,8	0,150	6,0	10,2
512	14,4	0,298	112,0	89,4
619	13,6	0,340	248,0	46,3

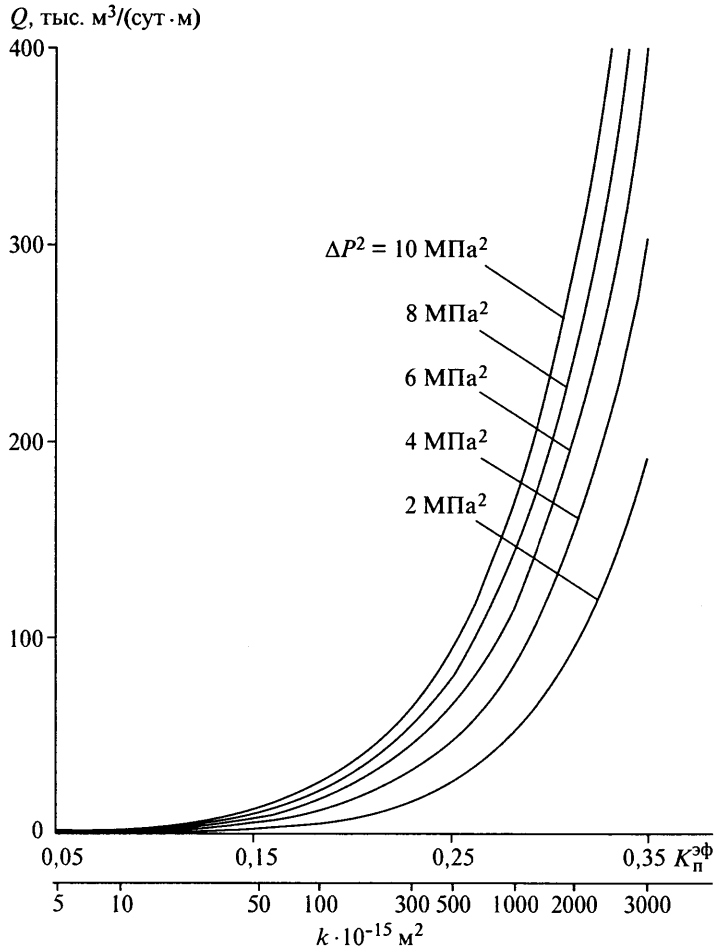


Рис. 4.1. Теоретические зависимости удельного дебита от фильтрационно-емкостных свойств пород.

дебиты, которые могут быть получены в скважинах, совершенных по характеру и степени вскрытия пластов.

На Медвежьем месторождении было выбрано несколько эксплуатационных скважин без пакера, где в течение последних лет выполнялись одновременные исследования промыслово-геофизическими и газодинамическими методами (табл. 4.2). По данным промыслово-геофизических исследований по каждой скважине определены газоотдающая толщина, средневзвешенная эффективная пористость и средний удельный дебит Q_T при $\Delta P^2 = 4 \text{ МПа}^2$ (см. табл. 4.1 и рис. 4.1). По результатам устьевых газодинамических исследований установлены фильтрационные коэффициенты a и b , фактические дебиты скважин при $\Delta P^2 = 4 \text{ МПа}^2$ и удельные дебиты на 1 м эффективной толщины Q_ϕ .

Проведем сравнение удельных дебитов Q_T и Q_ϕ , помня при этом, что значения Q_T соответствуют условиям гидродинамически совершенной скважины, т.е. вскрывшей пласт на всю его толщину и оставленной с открытым забоем. Поэтому в общем случае $Q_T > Q_\phi$, так как он характеризует, по нашему мнению, максимально возможный дебит при конкретном значении ΔP^2 . Реальные добывающие скважины на Медвежьем месторождении обсажены эксплуатационными колоннами, часть продуктивной толщи перфорирована, призабойная зона, как правило, загрязнена промывочной жидкостью и другими примесями. Поэтому большинство указанных в табл. 4.2 скважин имеют $Q_T > Q_\phi$, а отношение Q_ϕ/Q_T характеризует, вероятно, коэффициент совершенства реальной скважины. Превышение фактического удельного дебита над теоретическим, возможно, связано с дренированием интервала, который больше, чем интервал притока, выделенный по геофизическим данным (скв. 311).

Приведенные материалы использованы при прогнозировании продуктивности газоносных пластов, вскрытых эксплуатационными скважинами; оценке коэффициента совершенства скважины и планировании мероприятий для интенсификации притока газа.

5. СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ОБВОДНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Одной из важнейших задач при разработке газовых месторождений в условиях активного внедрения подошвенных вод является изучение причин обводнения эксплуатационных скважин.

Разработка газовых месторождений при упруговодонапорном режиме предусматривает подъем газовой воды и, следовательно, появление воды в продукции. Характер обводнения на каждом месторождении и даже на отдельных его участках бывает самым разнообразным и определяется геолого-физическими особенностями продуктивных отложений залежи, свойствами насыщающих пласты флюидов, а также условиями разработки и техническим состоянием скважин.

Фактически условия поступления воды в продукцию определяют технологию разработки газовой залежи. Поэтому исследование процесса обводнения эксплуатационных скважин, выявление и изучение факторов, обуславливающих тот или иной его характер, позволяет наметить путь решения задач повышения коэффициента извлечения газа из залежи в целом. Опыт контроля за разработкой Медвежьего месторождения позволяет выявить основные причины поступления подошвенных вод в продукцию скважин. В общем случае оно зависит от целого ряда геологических и технологических факторов [7, 41], которые можно подразделить на две группы. К первой относятся:

- 1) литолого-фациальная изменчивость по разрезу;
- 2) литолого-фациальная изменчивость по площади;
- 3) газодинамическая связь в пределах одного куста и между кустами;
- 4) активность водонапорного бассейна, его протяженность и мощность;
- 5) наличие «литологических окон»;
- 6) наличие переходной слабогазонасыщенной зоны;
- 7) начальное положение ГВК в глинистых или песчаных породах;
- 8) гидрофобность и гидрофильность пород в разрезе;
- 9) остаточная газонасыщенность и ее изменение за фронтом продвижения контакта;
- 10) образование депрессионных воронок в зонах скважин и кустов;
- 11) наличие пластов с начальным градиентом давления.

Ко второй группе относятся:

- 1) изменение пластовых давлений по залежи и темпов их снижения;
- 2) суммарный отбор газа из скважин кустов и ГП в целом;

- 3) изменение дебитов скважин, их регулирование;
- 4) рабочие депрессии, их изменение;
- 5) размещение скважин (кустов) по площади залежи;
- 6) характер вскрытия перфорацией (расстояние от нижних отверстий перфорации отдельных скважин и в целом куста до начальной ГВК);
- 7) время ввода в эксплуатацию различных УКПГ и кустов скважин;
- 8) взаиморасположение кустов и скважин в кусте;
- 9) конструкции скважин и их техническое состояние.

Все перечисленные факторы в разной степени влияют на обводнение скважин как в отдельных кустах и зонах, так и в целом по месторождению. Поэтому процесс обводнения имеет свои особенности и неодинаково проявляется в различных условиях эксплуатации скважин и разработки залежей в целом.

Анализ характера обводнения нефтяных и газовых скважин на различных месторождениях позволяет установить следующие причины поступления воды на забой [43]:

- наличие пространства между породой и эксплуатационной колонной;
- перемещение ГВК и ВНК в зону эксплуатационного фильтра;
- подход контурных вод к зоне эксплуатационного фильтра по подошвенной части однородного пласта или по наиболее проницаемым пропласткам;
- эксплуатация скважин с забоем выше контакта в однородном пласте — конусом обводнения;
- нарушение эксплуатационной колонны водами верхних горизонтов.

Для выяснения основных причин появления воды в продукции скважин Медвежьего месторождения был проведен анализ практически по всему эксплуатационному фонду. С этой целью все скважины разделили на три группы:

- 1) без признаков подошвенной воды в продукции;
- 2) с постоянным обводнением;
- 3) с эпизодическим появлением воды в продукции.

Распределение скважин по этим группам (на один из периодов разработки) представлено в табл. 5.1 [33]. В первую попадают 156 скважин, или 50 % от анализируемого их числа, во вторую — 89, или 28 %, в третью — 69, или 22 %. Данные, приведенные в табл. 5.1, показывают, что в целом по месторождению в продукции более половины скважин на ГП-2 (71 %), ГП-6 (69 %), ГП-1 (60 %), ГП-3 (58 %) и ГП-5 (54 %) постоянно или эпизодически присутствует вода. В то же время большинство скважин на ГП-8 (71 %), ГП-4 (62 %) и ГП-7 (58 %) работает без признаков обводнения. В связи с тем, что корректно установить причины эпизодического появления воды не представляется возможным из-за большого числа неконтролируемых факторов, детальный анализ выполнен только по скважинам I и II группы.

Для количественной оценки влияния основных геолого-технологических факторов на появление воды в продукции были сопоставлены результаты по скважинам с признаками обводнения и без них. Так как выборки отличаются по объему, то сопоставление следует проводить в относительных единицах, используя абсолютные величины как вспомогательные.

В качестве определяющих факторов, которые могут привести к обводнению продукции скважин, приняты следующие [38]:

- 1) контакт с обводненной частью разреза, т.е. фактический забой скважины ниже ГВК_г;
- 2) ГВК_г в интервале перфорации;
- 3) качество цементирования эксплуатационной колонны между ГВК_г и нижними перфорационными отверстиями;
- 4) расстояние интервала перфорации от ГВК_г.

Таблица 5.1

Распределение эксплуатационных скважин по наличию воды в продукции

Объект	Объем выборки	Кол-во скважин			Доля скважин			
		без признаков воды	с постоянным обводнением	с эпизодическим появлением воды	без признаков воды	с постоянным обводнением	с эпизодическим появлением воды	с любыми признаками воды
		I группа	II группа	III группа	I группа	II группа	III группа	II, III группы
ГП-1	40	16	10	14	0,40	0,25	0,35	0,60
ГП-2	24	7	15	2	0,29	0,63	0,08	0,71
ГП-3	24	10	6	8	0,42	0,25	0,33	0,58
ГП-4	39	24	13	2	0,62	0,33	0,05	0,38
ГП-5	24	11	7	6	0,46	0,29	0,25	0,54
ГП-6	26	8	6	12	0,31	0,23	0,46	0,69
ГП-7	26	15	5	6	0,58	0,19	0,23	0,42
ГП-8	38	27	4	7	0,71	0,11	0,18	0,29
ГП-9	73	38	23	12	0,32	0,32	0,16	0,48
Место-рождение в целом	314	156	89	0,28	69	0,28	0,22	0,50

Степень влияния этих факторов на обводнение продукции скважин различна (табл. 5.2).

Рассмотрим отдельно каждый фактор по скважинам I и II группы (объем выборок соответственно 156 и 89).

1. Доля скважин, в продукции которых присутствует вода составляет 0,99. Одна из них (скв. 139) имеет фактический забой на 7,0 м выше ГВК_т, определенного по карте. Одной из причин обводнения здесь может быть образование конуса и поступление воды через негерметичный цементный стакан. Доля скважин без признаков воды составляет 0,90. Как видим, значения довольно близки, хотя тенденция к большей величине в группе обводняющихся скважин очевидна.

2. Этот фактор, на наш взгляд, является определяющим, что и подтверждается приведенными в табл. 5.2 данными. Доля скважин без признаков воды составляет 0,04. Это шесть скважин — 104, 205, 208, 306, 803 и 818, и у всех ГВК_т (по карте) выше нижней границы интервала перфорации на 7—12 м.

Таблица 5.2

Степень влияния различных факторов на обводнение продукции скважин

Фактор	Доля скважин	
	с обводнением	без признаков воды
1. Фактический забой скважины ниже ГВК _т	0,99	0,90
2. ГВК _т в интервале перфорации	0,30	0,04
3. Сцепление цементного камня с колонной между ГВК _т и нижней границей перфорации	хорошее	0,30
	частичное	0,23
4. Расстояние нижних перфорационных отверстий от ГВК _т , м	отсутствует	0,47
	0—5	0,10
	5—10	0,12
	10—15	0,12
	15—20	0,15
больше 20	0,51	0,65

Таблица 5.3

Вероятность появления воды в продукции скважин

Фактор	Кол-во скважин			Вероятность поступления газа		
	всего	с водой	без воды	с водой	без воды	
Фактический забой скважины ниже ГВК _т	245	89	156	0,36	0,64	
ГВК _т находится в интервале перфорации	32	27	5	0,84	0,16	
Сцепление цементного камня с колонной между ГВК _т и нижней границей перфорации	хорошее	73	13	60	0,18	0,82
	частичное	42	10	32	0,24	0,76
	отсутствует	28	20	8	0,71	0,29

Одной из причин непоступления воды может быть образование песчано-глинистой пробки, которая перекрывает обводненный интервал, что подтверждается результатами исследований комплексом ГДК скважин 208, 803 и 818, где установлено ее наличие (в остальных скважинах исследования не проводились).

3. Это второй по значимости фактор, обуславливающий поступление воды в скважину, что подтверждают данные табл. 5.2. Среди скважин, в которых отсутствует цемент за эксплуатационной колонной, доля обводняющихся составляет 0,47, а без признаков воды — только 0,08; среди скважин с хорошим цементом — соответственно 0,30 и 0,60. Факт обводнения 30 % скважин с хорошим цементом может быть, вероятно, объяснен негерметичностью цементного стакана. Относительно частичного сцепления отмечается тенденция, свидетельствующая о том, что оно в определенной степени служит преградой к продвижению воды.

4. Данные, приведенные в табл. 5.2, не являются достаточно показательными, хотя наблюдается некоторое увеличение доли обводняющихся скважин при расстояниях до 20 м.

Репрезентативные выборки ($n_1 = 89$, $n_2 = 156$) позволяют оценить вероятность обводнения скважин по первым трем факторам (табл. 5.3). Например, вероятность того, что в продукции скважины, фактический забой которой ниже ГВК_т, будет вода, равна 0,36 ($P_B = n_1/(n_1 + n_2)$), а не будет — 0,64 ($P_{БВ} = n_2/(n_1 + n_2)$).

Как свидетельствуют данные, приведенные в табл. 5.3, вероятности более четко дифференцируют влияние отдельных факторов на обводнение продукции скважин, что позволяет существенно повысить точность прогнозных оценок по обводнению.

6. МЕТОД КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ГРАФИЧЕСКОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ФОНДА СКВАЖИН

Продуктивные характеристики эксплуатационных скважин определяются параметрами пласта и призабойной зоны, их изменением во времени и конструкцией забоев. На производительность скважины оказывают влияние факторы, которые могут быть разделены на две группы: геологические и технологические. К геологическим относятся размеры залежи, глубина залегания продуктивного пласта, пластовые давления и температура, запасы газа, геологическое строение продуктивного горизонта, тип залежи с окружающим водонапорным бассейном, особенности этого бассейна (протяженность, проницаемость, гидростатические напоры) и др. В группу технологических факторов входят способ и стадия разработки залежи, темп отбора газа и дебит отдельных скважин, их рабочее давление, система вскрытия продуктивного горизонта, размещение скважин по площади месторождения, качество цементирования эксплуатационных колонн и т.д.

Информацию о перечисленных выше факторах получают по данным лабораторных анализов керна, результатам промыслово-геофизических и газогидродинамических исследований скважин.

Приведенные в разделе 4 выражения (4.1)—(4.5) описывают закон притока газа к забою скважины для условий сеноманских продуктивных отложений газовых месторождений Крайнего Севера [34].

По результатам устьевых газодинамических исследований скважин диафрагменным измерителем критического течения газа (ДИКТ) или коллекторами «Надым-1», «Надым-2» при установившихся режимах работы строятся графики зависимости $(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)/Q$ от Q . По этим графикам определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b в беспакерных скважинах или A и B в скважинах, оборудованных пакером. Для условий Медвежьего месторождения разработан способ пересчета коэффициентов A и B в значениях a и b [22] в зависимости от конструкции скважин, что позволяет использовать выражения (4.1)—(4.5) для определения параметров газоотдающих пластов. Как видно из этих выражений, знание фильтрационных коэффициентов дает возможность оценивать такие важные характеристики газовой залежи, как пластовое и забойное давления, пластовая температура, дебит газа, радиус контура питания, коэффициенты проницаемости и эффективной пористости, эффективная толщина [22].

Рассмотрим возможности промыслово-геофизических методов по оценке параметров, входящих в уравнение притока газа.

Комплекс ГИС, проводимый в открытом стволе непосредственно после окончания бурения скважины, позволяет определять такие фильтрационно-емкостные параметры пластов, как коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности. На их основании в разрезе скважины выделяются пласты-коллекторы, рассчитывается коэффициент эффективной пористости пластов как произведение коэффициентов открытой пористости и газонасыщенности, определяется эффективная толщина, характеризующая отношение суммарной толщины пластов к мощности коллекторов. Следует отметить, что величина эффективной толщины может изменяться по мере получения дополнительной информации. Так, на Медвеьем месторождении до 1984 г. к коллекторам относились пласты с газонасыщенностью выше 56 %. Информация, полученная в процессе эксплуатации газовой залежи, позволила установить, что граница коллектор—не коллектор имеет вероятностный характер и колеблется по газонасыщенности от 40 до 56 %, составляя в среднем 47 %, т.е. произошло увеличение эффективной толщины, а значит, и дренируемого объема залежи, т.е. увеличились извлекаемые запасы газа.

Определить коэффициент проницаемости непосредственно по результатам ГИС, в принципе, можно, однако слишком много допущений при этом приводит к большим ошибкам. Поэтому общепринято оценивать проницаемость по связи с эффективной пористостью.

Исследование эксплуатационных скважин методами, входящими в комплекс газодинамического каротажа, позволяет определить пластовые и забойные давления и температуры, суммарный дебит скважины и отдельных пластов.

Одна из основных задач промысловой геологии заключается в оценке дренируемого объема залежей. Ее решение непосредственно связано с определением по каждой скважине суммарной толщин пластов, в которых происходит движение газа. В выражения для расчета фильтрационных коэффициентов a и b входит величина h , которая в различных литературных источниках интерпретируется по-разному: эффективная толщина, газоотдающая толщина и т.п. В эффективную толщину при подсчете запасов газа включаются пласты, содержащие и способные отдавать газ в ствол скважины. Большой этаж газоносности в зоне расположения эксплуатационных скважин не позволяет использовать при расчетах эффективную толщину всех пластов, слагающих продуктивную часть залежи. Отсутствие выдержанных по площади непроницаемых пластов, наличие газодинамической связи между отдельными частями залежи по разрезу и по площади делают некорректным предположение о дренировании только эффективной толщины, попавшей в интервал перфорации. Поэтому, на наш взгляд, величина, определяемая по системе уравнений, впервые предложенной в работе [22], представляет собой дренируемую толщину в разрезе каждой скважины на момент проведения исследований. Но только по устьевым исследованиям однозначно определить конкретные пласты, которые попадают в дренируемую толщину, в большинстве случаев не удастся. Для решения этой задачи необходимо привлекать промыслово-геофизические методы исследования скважин. Данные комплекса ГДК позволяют определить интервалы поступления газа в ствол скважины. Как правило, в этих интервалах залегают пласты, характеризующиеся максимальными фильтрационно-емкостными свойствами. При сравнении величины дренируемой толщины, рассчитанной по данным промысловых исследований, и интервала поступления газа в скважину, определенного по результатам промыслово-геофизических исследований, возможны следующие случаи.

1. $h_d = h_r$, т.е. дренируемая толщина (h_d) совпадает по величине с мощностью интервала поступления газа (h_r).

2. $h_d > h_r$, т.е. в дренируемую толщину попадают пласты, из которых газ не поступает непосредственно в скважину. В этом случае при обработке данных промысловых и геофизических исследований в дренируемую мощность включаются пласты с максимальными фильтрационными свойствами (по данным ГИС), залегающие ниже и (или) выше интервала притока.

3. $h_d < h_r$, такая ситуация требует дополнительного изучения. Одной из причин может быть сильное разрушение прискважинной зоны, в частности, образование каверн, по которым «растекается» поступающий в скважину газ.

В качестве примера совместной обработки промысловых и геофизических данных для определения дренируемых пластов рассмотрим скважины 838, 603 и 116.

В скв. 838 интервал перфорации 1099,0—1140,0 м мощностью 41,0 м. По данным расходомерии приток газа в скважину отмечается в интервалах 1099,0—1104,0, 1112,6—1118,0, 1137,4—1140,0 м. Общая их мощность (без плотного пласта мощностью 0,8 м) составляет 12,2 м. По результатам промысловых исследований, дренируемая толщина равна 11,1 м. Очевидно, что расхождение практически не значимо, и можно говорить о равенстве $h_d = h_r$ в разрезе этой скважины.

В скв. 603 интервал перфорации 1093,0—1146,0 м мощностью 53,0 м. Верхняя граница песчано-глинистой пробки на глубине 1138,0 м, уровень жидкости в стволе скважины — 1135,0 м, т.е. 11 м перфорационных отверстий перекрыты пробкой и водой. По данным расходомерии в разрезе скважины выделены два интервала притока газа: 1117,0—1124,0 и 1129,6—1134,6 м общей мощностью 12,0 м. Анализ фильтрационно-емкостных свойств пластов, слагающих эти интервалы, показал, что практически отсутствует вклад в продукцию скважины пластов с газонасыщенностью 54 и 58 % (1118,8—1120,0, 1120,6—1121,2, 1122,4—1123,2, 1130,8—1132,0 м), суммарная толщина которых 3,8 м. Следовательно, общая мощность интервалов притока составляет 8,2 м. По данным промысловых исследований, дренируемая толщина равна 16,3 м, т.е. $h_d > h_r$ на 8,1 м. Анализ коллекторских свойств пластов, залегающих около выделенных интервалов поступления газа в скважину, позволяет включить в дренируемую толщину интервал 1108,8—1117,0 м мощностью 8,2 м ($K_r > 75$ %). Таким образом, можно сделать вывод о дренировании пластов в интервалах 1108,8—1124 и 1129,6—1134,6 м (за исключением перечисленных выше с пониженными коллекторскими свойствами). Суммарная мощность составляет 16,4 м, что практически совпадает с дренируемой толщиной, определенной по данным устьевых исследований.

В скв. 116 интервал перфорации 1096,0—1142,0 м мощностью 46,0 м. По геофизическим данным при первом замере (четвертый год эксплуатации скважины) выделяются два интервала притока газа: 1110,4—1118,0 и 1121,8—1128,6 м общей мощностью 14,4 м. Причем они включают пласты с высокими фильтрационно-емкостными свойствами ($K_r > 74$ %). Дренируемая толщина, по данным промысловых исследований, составляет 21,6 м. Исходя из коллекторских свойств ближайших к интервалам притока пластов, можно предположить, что дренируются следующие: 1107,6—1110,4 ($K_r = 76$ %), 1118,0—1120,2 ($K_r = 89$ %), 1120,2—1121,8 м ($K_r = 83$ %). Их суммарная мощность 6,6 м. Таким образом, по геофизическим данным, общая дренируемая толщина составляет 21,0 м, что практически совпадает с результатами промысловых исследований.

Сопоставление данных промысловых и геофизических исследований, проведенных через год, не изменили наших представлений о дренируемой мощ-

ности (по промысловым данным, h_d уменьшилось до 21,2 м). В дальнейшем по результатам промыслово-геофизических исследований поступление газа в ствол скважины отмечалось только в одном интервале 1112,4—1120,2 м мощностью 7,8 м. Приток из нижнего интервала прекратился, он на 70 % перекрыт песчано-глинистой пробкой и водой. По промысловым данным, дренируемая толщина составляла 12,6 м. Анализ коллекторских свойств показал, что наиболее вероятно дренирование трех пластов в интервале 1107,6—1112,4 м с $K_r > 71$ %, т.е. суммарная толщина 12,6 м, совпадающая с h_d .

При последнем исследовании скважины по данным ГДК зафиксирован приток газа из интервала 1112,4—1118,4 м мощностью 6,0 м, а по промысловым определена дренируемая толщина в 15,9 м. Наиболее вероятно дренирование пластов, залегающих в интервалах 1107,6—1112,4 и 1118,4—1121,6 м, т.е. можно предположить, что дренируется интервал 1107,6—1121,6 м мощностью 14,0 м. С учетом погрешностей замеров и методик обработки данных как промысловых, так и геофизических исследований эта величина, по нашему мнению, практически не отличается от $h_d = 15,9$ м.

Приведенные выше материалы по совместной обработке результатов промысловых и геофизических исследований скв. 116 иллюстрирует рис. 6.1. Следует особо отметить, что все выводы о дренируемой мощности относятся непосредственно к прискважинной зоне.

Выделение интервалов притока по результатам прямых геофизических исследований ограничено конструкцией скважин. Там, где интервал перфорации частично или полностью перекрыт лифтовыми трубами, используется другой способ — по комплексному геофизическому параметру P_r [1, 19, 35, 39], что позволяет определять дренируемые мощности практически по всем эксплуатационным скважинам Медвежьего месторождения.

На основании рассмотренных в предыдущих разделах материалов устьевых и промыслово-геофизических исследований скважин предлагается следующая схема по их совместной обработке.

1. По результатам промыслово-геофизических исследований в открытом стволе скважины определяются начальные коллекторские свойства каждого пласта: открытая пористость, газонасыщенность, эффективные пористость и толщина; осуществляется литологическое расчленение разреза.

2. По результатам устьевых исследований на стационарных режимах эксплуатации скважин с помощью ДИКТа или коллектора типа «Надым» в беспакерных скважинах определяются фильтрационные коэффициенты a и b , в скважинах, оборудованных пакером, — A и B с последующим пересчетом в a и b с учетом конструкции скважины.

3. На основе исходных данных — значения фильтрационных коэффициентов a и b , средние удельные продуктивности пород в интервале перфорации q в зависимости от литологической характеристики пласта, определенной по геофизическим данным, и др. — решается система уравнений. Результатом является оценка таких параметров, как коэффициенты проницаемости и эффективной пористости, дренируемая мощность и др.

4. Одновременно с устьевыми исследованиями в скважинах, где башмак НКТ расположен выше интервала перфорации, проводятся исследования методами газодинамического каротажа. При этом определяются забойные и пластовые давления и температуры, интервалы притока газа в ствол скважины h_r , процентный вклад в общий дебит скважины каждого интервала.

5. В скважинах, где интервал перфорации полностью или частично перекрыт НКТ, для определения мест притока газа используется комплексный геофизический параметр P_r .

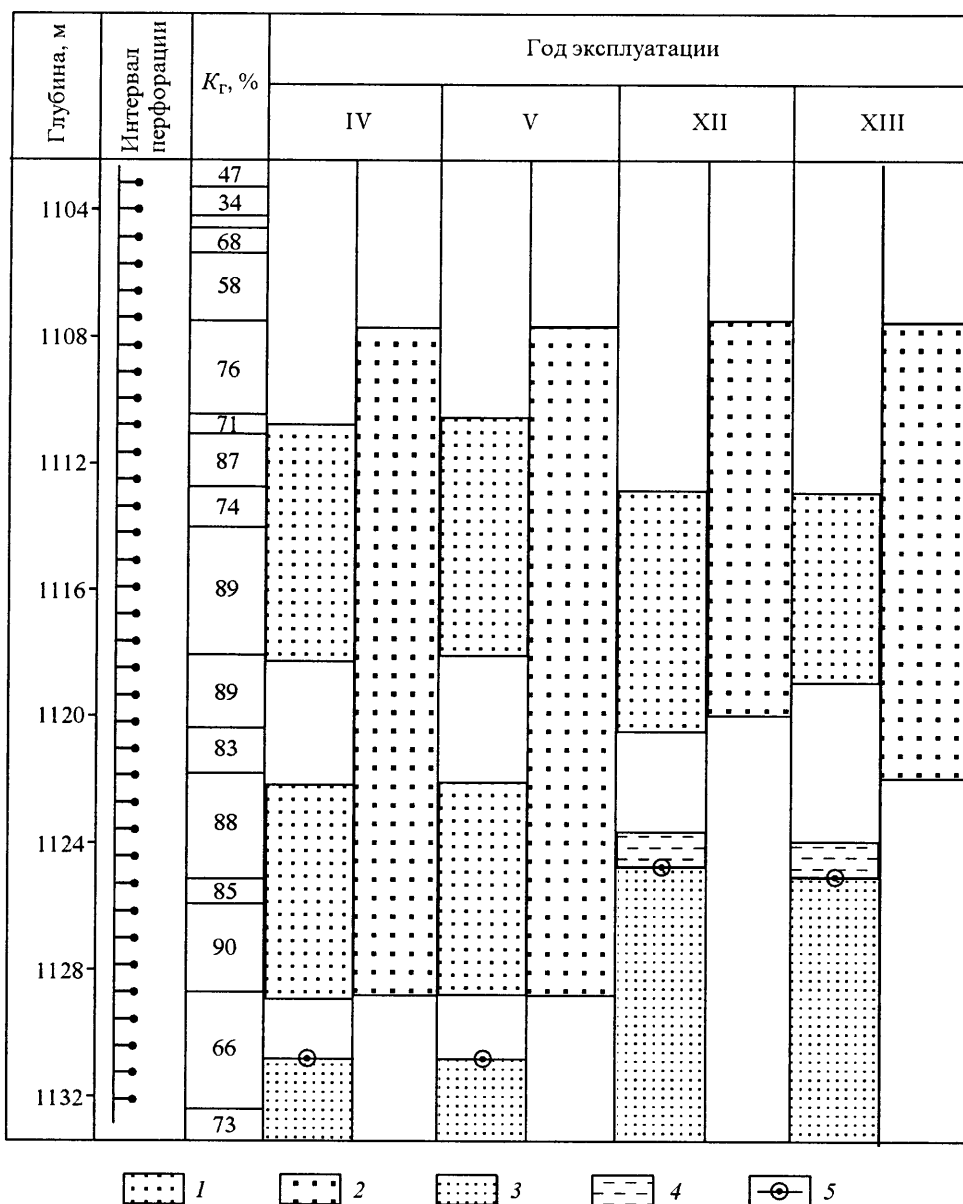


Рис. 6.1. Определение интервалов притока и дренирующих мощностей скв. 116.
 1 — интервал притока газа; 2 — дренируемая мощность; 3 — песчаная пробка; 4 — вода в стволе скважины; 5 — граница песчано-глинистой пробки.

6. Путем сопоставления дренируемой толщины h_d и интервалов притока газа h_r определяется местоположение дренируемых пластов в разрезе каждой скважины. Если $h_d = h_r$, то они залегают в интервале притока. В случае $h_d > h_r$ по геофизическим данным в дренируемую толщину включают ближайшие к интервалам притока пласты, имеющие максимальные фильтрационно-емкостные свойства. Это дает важную дополнительную информацию о дренировании залежи в окоскважинном пространстве практически каждой скважины.

При разработке газовых месторождений часто необходимо принятие оперативных решений по управлению процессом добычи. Значительную помощь в этом может оказать визуализация текущего состояния фонда скважин.

С целью всестороннего изучения разработки залежи, контроля за продвижением газоводяного контакта, выдачи обоснованных рекомендаций по капитальным ремонтам для Медвежьего месторождения в условиях активного внедрения подошвенных вод был предложен способ графического представления текущего состояния фонда скважин [25]. Основой для построенной служит комплекс материалов промыслово-геофизических, геолого-промысловых, газодинамических и гидрохимических исследований. На схемах (рис. 6.2) для каждой скважины показаны: конструкция, качество крепления эксплуатационных колонн, техническое состояние, результаты газодинамического каротажа, гидрохимического анализа, капитальных ремонтов, а также начальное и текущее на разные даты положение газоводяных контактов.

Для сопоставления и анализа данных в целом по месторождению используются абсолютные отметки. Глубина забоев, спуска НКТ, установки цементных мостов, интервалы перфорации и т.п. берутся из данных промысловой службы и уточняются на основании промыслово-геофизических исследований. При оценке качества цементирования эксплуатационных колонн используются материалы цементометрии (ГИС). По данным газодинамического каротажа определяются интервалы притока газа, наличие песчано-глинистых пробок, а также наиболее достоверно техническое состояние скважин. Уровень начального газоводяного контакта наносится по карте первоначального положения ГVK [27—29], а текущего — по карте подъема контакта [26], которая строится по материалам контроля за внедрением подошвенных вод в продуктивные отложения промыслово-геофизическими методами и уточняется ежегодно, что позволяет непосредственно на схеме изучать его динамику. По результатам гидрохимического контроля отмечается наличие подошвенной воды в скважинах.

В связи с большим объемом информации по всему фонду Медвежьего месторождения схемы объединяют скважины одного газового промысла. В настоящее время подобные построения проведены по всем ГП. При получении новой информации в процессе разработки месторождения они уточняются и дополняются.

На основании положительного опыта использования схем на Медвежьем месторождении разработан способ построения геолого-технических схем для Бованенковского месторождения [24], которое в настоящее время находится на стадии опытно-промышленного бурения сеноман-альб-аптских продуктивных отложений. По проекту разработки здесь ведется бурение кустовым методом (в кустах сконцентрировано от 9—12 до 24 вертикальных и наклонно направленных скважин) при соблюдении условий равномерного дренирования запасов газа по площади продуктивных пластов. В связи с этим, по нашему мнению, наиболее рационально проводить построения по каждому кусту в отдельности.

Геолого-технические схемы дают наглядное представление о глубинах залегания продуктивных горизонтов, плоскости начальном положении газоводяного контакта, истинных мощностях пластов и техническом состоянии скважин. На основании анализа схем по кустам разбуренной в настоящее время южной части месторождения можно отметить, что в пределах куста все эксплуатационные объекты хорошо коррелируются и выдержаны по толщине. В сеноманских продуктивных отложениях ГVK прослеживается по всем скважинам с незначительным колебанием отметок. Пласты ПК_{9—10} альбского яруса в этой части месторождения непродуктивны. Пласты ТП_{1—6}, основной объект

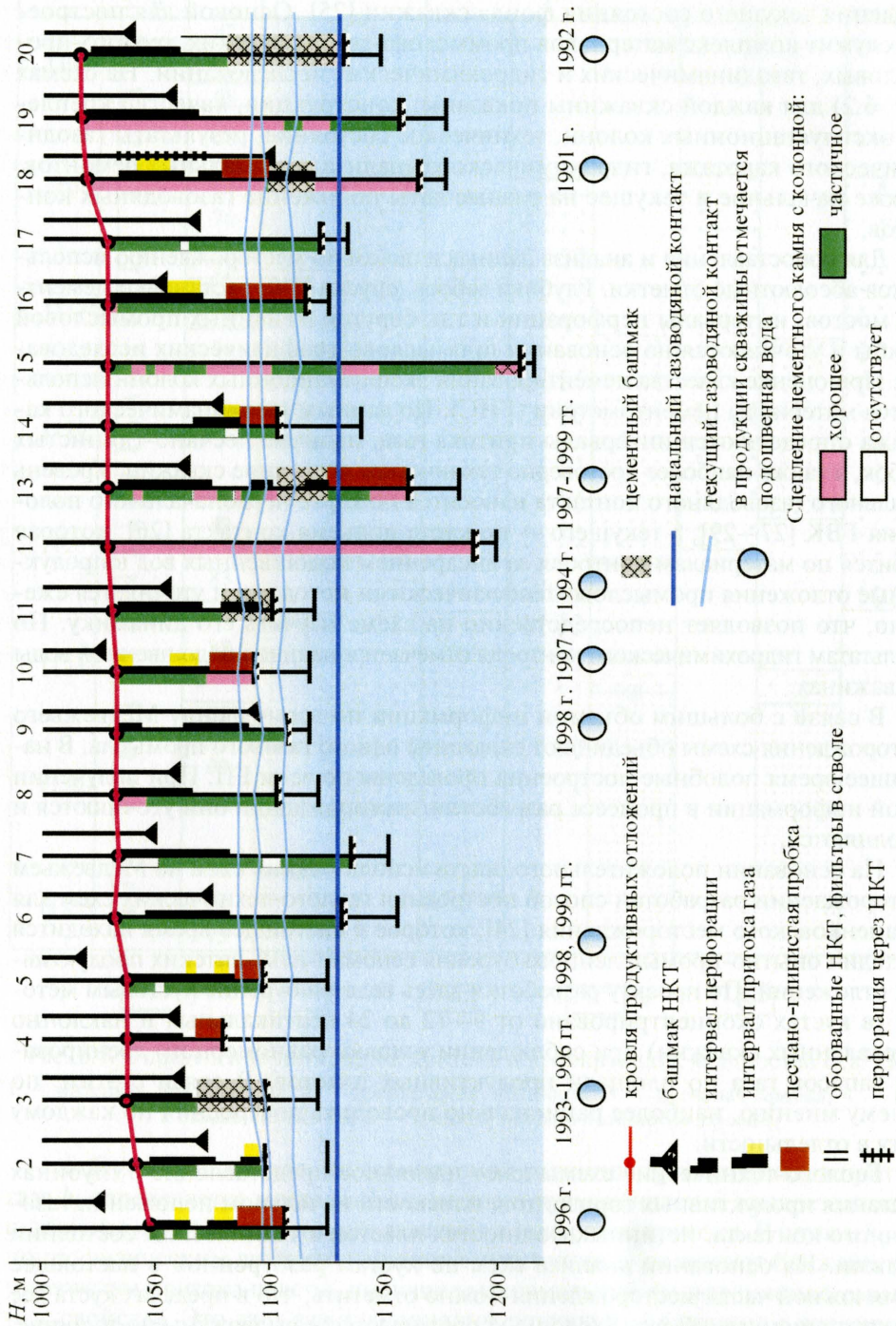


Рис. 6.2. Геолого-техническая схема текущего состояния фонда скважин.

разработки, встречены на отметках от 1233 (куст 63) до 1367 м (куст 68), ГВК залежи вскрыт частью скважин и фиксируется в интервале 1441—1473 м в основном в пластах с высокой глинистостью. Изучение и обобщение данных акустической цементометрии позволяет сделать вывод, что в значительном количестве скважин, особенно пробуренных на ранней стадии, отмечается не-удовлетворительное качество крепления эксплуатационных колонн.

Как видно из приведенного примера, на этапе разруивания месторождения построение геолого-технических схем дает возможность уточнить геологическое строение продуктивных залежей, техническое состояние будущего добывающего фонда, обосновать и проследить систему вскрытия эксплуатационных объектов по площади и разрезу и в дальнейшем проводить качественный контроль за разработкой месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нетрадиционные методы исследования, применяемые на Медвежьем газовом месторождении позволяют сделать следующие основные выводы.

1. В настоящее время Медвежье месторождение разрабатывается при упруговодонапорном режиме, отличительным признаком которого является поступление в газовую залежь подошвенной воды. Анализ данных контроля за разработкой месторождения позволяет установить характер продвижения воды в пределах отдельных пластов, степень дренирования залежи по площади газонасыщенности и толщине.

2. Использование при анализе разработки месторождения таких параметров, как линейные и удельные линейные запасы газа над текущим ГВК, дает возможность оценивать «выработку» залежи, оперативно подсчитывать запасы оставшегося газа объемным методом. В комплексе с коэффициентом макронеоднородности значения Q_n и $Q_n^{уд}$ позволяют определить неоднородность геологического строения и на качественном уровне сделать предположение о темпе подъема ГВК.

3. Комплексный геофизический параметр Π_r характеризует вероятность поступления газа из пласта в скважину в зависимости от начальной газонасыщенности и состояния прискважинной зоны после спуска и цементирования обсадной колонны. Критические значения $\Pi_r^{кр}$ позволяют прогнозировать приток газа в скважинах, где эффективность газодинамического каротажа низка, и газоотдачу слабо сообщающихся пропластков залежи.

Использование распределения параметра Π_r по разрезу скважин дает возможность обоснованно рекомендовать интервалы для проведения перфорации в новых бурящихся скважинах и в скважинах старого эксплуатационного фонда.

4. Разработан способ прогноза продуктивности скважин по данным ГИС, который позволяет оценить коэффициент совершенства скважины и может быть использован при планировании мероприятий по интенсификации притока газа.

5. Показана возможность применения понятия «вероятность отбора газа с водой или без нее», что существенно повышает точность прогнозных оценок по обводнению продукции добывающих скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. с. 1625224 СССР. Способ выделения газоотдающих интервалов / Ю.Г. Тер-Саакян, О.М. Ермилов, А.В. Калинин и др. // Бюл. изобрет. — 1991. — № 4. — С. 206.
2. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1983. — 231 с.
3. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии. — М.: Недра, 1988. — 203 с.
4. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии. — М.: Недра, 1977. — 255 с.
5. Ермилов О.М. Анализ отработки по разрезу продуктивных отложений Медвежьего газового месторождения // Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений: Реф. сб. / ВНИИЭГазпром. — М., 1982. — Вып. 2. — С. 3—5.
6. Ермилов О.М. Динамика продуктивности скважин Медвежьего месторождения, в которых отмечается содержание пластовой воды по гидрохимическому контролю // Экспресс-информ. / ВНИИЭГазпром. — М., 1984. — № 1. — С. 6—8.
7. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1989. — 344 с.
8. Закс Л. Статистическое оценивание: Пер. с нем. — М.: Статистика, 1976. — 524 с.
9. Каналин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1984. — 250 с.
10. Кирсанов А.Н., Тер-Саакян Ю.Г. Системный подход к процессу обводнения газовых залежей Тюменского Севера // Методология системного анализа проблем разработки нефтяных и газовых месторождений: Тез. докл. — Пермь, 1986. — С. 15—13.
11. Кирсанов А.Н., Тер-Саакян Ю.Г., Облеков Г.И. Связь уровней строения залежи с иерархией геолого-газодинамических моделей // Методология системного анализа проблем разработки нефтяных и газовых месторождений: Тез. докл. — Пермь, 1988. — С. 25—26.
12. Кокрен У. Методы выбранного исследования: Пер. с англ. — М.: Мир, 1976. — 440 с.
13. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике: Пер. с англ. — М.: Наука, 1974. — 830 с.
14. Масленников В.В., Ремизов В.В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. — М.: Недра, 1993. — 303 с.
15. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики: Пер. с фр. — М.: Мир, 1968. — 408 с.
16. Метод анализа технологических режимов работы скважин / О.М. Ермилов, И.С. Немировский, В.В. Ремизов и др. // Экспресс-информ. / ВНИИЭГазпром. — 1987. — № 12. — С. 32—33.

17. *Методы анализа геолого-технических причин обводненности продукции скважин с целью прогноза надежности обеспечения проектных показателей* / В.В. Ремизов, О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов и др. // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений: Обзорн. информ. — М.: ИРЦ Газпром, 1995. — 66 с.
18. *Нанивский Е.М.* Расчет продвижения воды в неоднородные газовые месторождения // Разработка, бурение и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений Сибири / ТюменНИИГипрогаз. — М., 1977. — С. 26—34.
19. *Облеков Г.И., Тер-Саакян Ю.Г., Кирсанов А.Н.* Метод оценки вероятности работы пласта в скважину // Петрофизическое обеспечение подсчета запасов нефти и газа: Тр. / ЗапСибНИГНИ. — Тюмень, 1989. — С. 85—90.
20. *Определение коэффициента газоотдачи обводненных пластов сеноманских продуктивных отложений* / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Ю.Г. Тер-Саакян, Л.С. Чугунов // Газовая промышленность. — 1994. — № 5. — С. 24—26.
21. *Определение продуктивности скважин по результатам промыслово-геофизических исследований* / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Ю.Г. Тер-Саакян, Л.С. Чугунов // Газовая промышленность. — 1994. — № 3. — С. 34—36.
22. *Опыт и проблемы разработки месторождения Медвежье в период постоянной добычи* / О.М. Ермилов, И.С. Немировский, Ю.Г. Тер-Саакян и др. — М., 1989. — 37 с. — (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Обзорн., информ. / ВНИИЭГазпром).
23. *Орлинский Б.М., Арбузов В.М.* Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики. — М.: Недра, 1971. — 153 с.
24. *Пат. РФ (11) 43160 (13) S (22) 10.04.96.* Геолого-технический разрез куста скважин крупного газоконденсатного месторождения Крайнего Севера «Бованенковское» / В.В. Ремизов, О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов и др. // Офиц. бюл. Российского агентства по патентам и товарным знакам (полезные модели, пром. образцы). — 1997. — М-1. — С. 74.
25. *Пат. РФ (11) 43163 (13) S (22) 10.04.96.* Карта-профиль состояния эксплуатации фонда скважин крупного газового месторождения Крайнего Севера в условиях обводнения «Медвежье» / В.В. Ремизов, О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов и др. // Офиц. бюл. Российского агентства по патентам и товарным знакам (полезные модели, пром. образцы). — 1997. — М-1. — С. 77.
26. *Пат. РФ (11) 43165 (13) S (22) 10.04.96.* Карта подъема газовой контактной зоны крупного газового месторождения Крайнего Севера «Медвежье» / В.В. Ремизов, О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов и др. // Офиц. бюл. Российского агентства по патентам и товарным знакам (полезные модели, пром. образцы). — 1997. — М-1. — С. 78.
27. *Пат. РФ (11) 43166 (13) S (22) 10.04.96.* Карта первоначального положения ГВК крупного газового месторождения Крайнего Севера «Медвежье» / В.В. Ремизов, О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов и др. // Офиц. бюл. Российского агентства по патентам и товарным знакам (полезные модели, пром. образцы) — 1997. — М-1. — С. 79.
28. *Пат. РФ (11) 43167 (13) S (22) 10.04.96.* Карта первоначального положения газовой контактной зоны крупного газоконденсатного месторождения Крайнего Севера «Ямсовейское» / В.В. Ремизов, О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов и др. // Офиц. бюл. Российского агентства по патентам и товарным знакам (полезные модели, пром. образцы). — 1997. — М-1. — С. 80.
29. *Пат. РФ (11) 43168 (13) S (22) 10.04.96.* Карта первоначального положения газовой контактной зоны крупного газоконденсатного месторождения Крайнего Севера «Юбилейное» / В.В. Ремизов, О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов и др. // Офиц. бюл. Российского агентства по патентам и товарным знакам (полезные модели, пром. образцы). — 1997. — М-1. — С. 82.
30. *Проблемы исследования скважин и разработки Ямбургского месторождения* / И.С. Немировский, О.М. Ермилов, А.И. Березняков и др. — М., 1990. — 40 с. — (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Обзорн. информ. / ВНИИЭГазпром).

31. *Прогнозирование* и регулирование разработки газовых месторождений / С.Н. Закиров, В.И. Васильев, А.И. Гутников и др. — М.: Недра, 1984. — 294 с.
32. *Промыслово-геологический анализ* разработки сеноманских залежей газа Тюменской области / А.Н. Кирсанов, Г.И. Облеков, Ю.Г. Тер-Саакян и др. — М., 1991. — 54 с. — (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Обзорн. информ. / ВНИИЭГазпром).
33. *Ремизов В.В.* Анализ динамики обводнения скважин // Газовая промышленность. — 1996. — № 12. — С. 48—50.
34. *Совершенствование* разработки и эксплуатации месторождения Медвежье в условиях проявления активного водонапорного режима. — М., 1986. — 40 с. — (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Обзорн. информ. / ВНИИЭГазпром).
35. *Совершенствование* систем разработки, добычи и подготовки газа на месторождениях Крайнего Севера / О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов, В.В. Ремизов и др.; под ред. Р.И. Вяхирева. — М.: Наука, 1996. — 415 с.
36. *Совершенствование* технологии исследования газовых скважин месторождений севера Тюменской области в период активного проявления водонапорного режима / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, И.С. Немировский и др. — М., 1994. — 60 с. — (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Обзорн. информ. / ВНИИЭГазпром).
37. *Теория* водонапорного режима газовых месторождений / С.Н. Закиров, Ю.П. Коротаев, Р.М. Кондрат и др. — М.: Недра, 1976. — 239 с.
38. *Тер-Саакян Ю.Г.* Статистический анализ влияния некоторых факторов на динамику обводнения эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности: Информ. сб. / ВНИИЭГазпром. — М., 1990. — Вып. 4. — С. 25—29.
39. *Технология* выбора интервалов дополнительной перфорации скважин / О.М. Ермилов, Ю.Г. Тер-Саакян, В.А. Туголуков и др. // Газовая промышленность. — 1990. — № 1. — С. 48—50.
40. *Токарев М.А.* Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. — М.: Недра, 1990. — 267 с.
41. *Чупова И.М.* Использование геолого-геофизической информации для регулирования разработки и повышения коэффициента газоотдачи залежей // Повышение эффективности освоения газовых месторождений Крайнего Севера / Под ред. Р.И. Вяхирева. — М., Наука, 1977. — С. 258—268.
42. *Ширковский А.И.* Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987. — 276 с.
43. *Шмыгля П.Т.* Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1967. — 259 с.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНИИЭГазпром	— Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики, организации производства и технико-экономических исследований в газовой промышленности
ЗапСибНИГНИ	— Западно-Сибирский научно-исследовательский геолого-разведочный нефтяной институт
ИРЦ Газпром	— Информационно-рекламный центр ОАО «Газпром»
ТюменНИИГипрогаз	— Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природных газов

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ АНАЛИЗЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	4
2. КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА ВЫРАБОТКОЙ ЗАПАСОВ ГАЗА	9
3. СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗАХ СКВАЖИН	35
4. ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	40
5. СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ОБВОДНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН	44
6. МЕТОД КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ГРАФИЧЕСКОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ФОНДА СКВАЖИН ...	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	57
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	60

Тематический план
выпуска изданий СО РАН
на 2003 г.

Научное издание

**МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ
И ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ**

**На примере газовых месторождений
севера Западной Сибири**

Редактор *Т.В. Романенко*

Художник *М.Г. Рудакова*

Оператор электронной верстки *Е.Н. Зимица*

ЛР № 020909 от 01.09.99. Подписано в печать 20.01.04. Формат 70×108 1/16.
Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Усл. печ. л. 6,0. Уч.-изд. л. 7,0.
Тираж 300 экз. Заказ № 613.

Издательство СО РАН
630090 Новосибирск, 90, Морской просп., 2