7

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РЕЖИМЕ РЕГУЛЯТОРА

В связи с предполагаемым в будущем вводом в эксплуатацию крупнейшей в Европе газотранспортной системы Ямал – Европа, а также обеспечением эффективного функционирования имеющейся системы магистрального транспорта газа в настоящее время все большее внимание уделяется вопросам надежности ее работы. Одним из путей решения этой проблемы является создание по трассе газопровода хранилищ-регуляторов. В качестве такого объекта может быть использовано Вуктыльское НГКМ. Стратегия перевода этого месторождения в статус хранилища-регулятора одновременно содержит в себе и реализацию возможности максимального увеличения углеводородоотдачи пласта.

Проблема и пути ее практического решения были рассмотрены авторами совместно с В.Г. Подюком, С.Н. Бузиновым, Е.А. Спиридовичем, Н.А. Гужовым, В.Л. Вдовенко, А.А. Захаровым, Ю.В. Илатовским, Е.М. Гурленовым, В.А. Банновой и другими специалистами.

На стадии выполнения ТЭС по переводу Вуктыльского НГКМ в режим хранилища-регулятора был очерчен круг вопросов, касающихся дальнейшей разработки месторождения.

В условиях продолжающейся эксплуатации на режиме истощения пластовой энергии сложно гарантировать стабильное снабжение газоперерабатывающего завода углеводородным сырьем на длительный период (25–30 лет). Решение этой проблемы возможно при реализации принципиально нового подхода к доразработке Вуктыльского НГКМ на завершающей стадии, который обеспечил бы энергетическую стабилизацию пласта.

Другой проблемой, которая также должна быть решена в ходе оставшегося периода доразработки Вуктыльского месторождения, является повышение конденсатоотдачи пласта. Предыдущая эксплуатация этого объекта на режиме истощения пластовой энергии привела к значительным потерям высококипящих углеводородов в виде выпавшего в пласте ретроградного конденсата. Ориентировочные оценки этих потерь дают цифру около 100 млн. т, что соответственно отражается на формировании конечной кон-

денсатоотдачи, составляющей лишь 33 %. Низкий коэффициент конденсатоотдачи при разработке на истощение – это объективная реальность, и она прогнозировалась еще в проекте разработки Вуктыльского НГКМ. В этом же документе предусматривалась необходимость активизации научно-исследовательских работ по разработке технологий, направленных на повышение конденсатоотдачи месторождений за счет извлечения выпавшего в пласте конденсата.

Многолетние фундаментальные исследования специалистов ВНИИГАЗа, предприятия Севергазпром, СеверНИПИгаза и Вуктыльского ГПУ позволили предложить технологию повышения углеводородоотдачи месторождения путем воздействия на истощенный газоконденсатный пласт сухим газом (см. раздел 3).

Промышленное опробование данной технологии было осуществлено на двух опытно-промышленных участках ВНГКМ. Полученные результаты выявили высокую эффективность технологии и предопределили целесообразность расширения масштабов воздействия на пласт путем перевода месторождения в режим работы хранилища-регулятора (см. раздел 6.1).

На первом этапе ставится задача стабилизации энергетического состояния пласта-коллектора, работоспособности промысловой инфраструктуры, поддержания сырьевой базы Сосногорского газоперерабатывающего завода (СГПЗ), реконструкция которого будет завершена в 2001 г., а также создания резерва газа и регулирования работы газотранспортной системы Надым – Пуртаз – европейская часть России. Расположение Вуктыльского НГКМ дает возможность обеспечить воздействие на пласт нагнетаемым агентом – неравновесным сухим газом без существенных капитальных затрат из существующей системы магистральных газопроводов без дополнительного компримирования газа.

На втором этапе наряду с решением проблем первого этапа обеспечивается надежность эксплуатации газопроводной системы Ямал – Европа за счет регулирования потоков газа путем его сезонной закачки в газоконденсатный пласт Вуктыльского месторождения.

7.1

ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ РЕГУЛЯТОРА СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ПОТОКОВ ГАЗА

Разработка с конца 1960-х годов Вуктыльского месторождения на режиме истощения позволила к 01.01.2000 г. извлечь 82 % газа (от начальных запасов), но лишь 31 % конденсата. Недостаточная по достигнутому и ожидаемому уровню конденсатоотдача крупного ГКМ с большими остаточными запасами жидких углеводородов предопределяет актуальность проблемы повышения конденсатоотдачи объекта за завершающей стадии отбора запасов.

Второй важной и достаточно острой проблемой завершающей стадии разработки Вуктыльского месторождения является сохранение производительности добывающих скважин.

Реализуемые на месторождении с 1993 г. опытно-промышленные процессы в масштабах отдельных полигонов дали возможность решать указан-

ные проблемы лишь отчасти, поскольку опытные процессы имеют пространственные и временные ограничения.

Организация на базе Вуктыльского месторождения хранилища-регулятора позволит в том числе эффективно доразрабатывать остаточные запасы углеводородов, особенно жидких, путем, во-первых, вовлечения в фильтрацию через испарение компонентов ретроградного конденсата и, во-вторых, повышения производительности скважин.

Сочетание на объекте функций добывающего предприятия и регулятора потребления углеводородов позволит на длительное время стабилизировать сырьевую базу мощностей по переработке. Одновременно при этом облегчается поиск путей решения целого ряда других задач как регионального, так и отраслевого масштаба.

Обобщая все это, главные цели перевода Вуктыльского месторождения в режим хранилища-регулятора можно сформулировать в следующих положениях:

улучшить условия эксплуатации месторождения на поздней стадии отбора запасов углеводородов;

повысить углеводородоотдачу пласта по C_1–C_2 на 2,9 млрд. м^3, по C_3–C_4 – на 2,3 млн. т, по C_{5+} – на 1,7 млн. т;

стабилизировать работу эксплуатационных скважин и повысить их продуктивность;

обеспечить на длительный период (25–30 лет) сырьевую базу Сосногорского газоперерабатывающего завода (СГПЗ);

сохранить на длительный период инфраструктуру крупного промыслового и перерабатывающего комплекса;

способствовать решению в регионе социально-экономических и экологических проблем;

приобрести опыт добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов глубокозалегающих продуктивных отложений для освоения нижнемеловых и ачимовских залежей Западной Сибири;

организовать научно-техническую и производственную базу для обеспечения надежности эксплуатации газопроводной системы Ямал – Европа и создания стратегического резерва газа с учетом техногенной и экологической обстановки в регионе.

7.2

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ВУКТЫЛЬСКОГО НГКМ КАК БАЗОВОГО ОБЪЕКТА ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ РЕГУЛЯТОРА. ЭТАПЫ ПЕРЕВОДА МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РЕЖИМ РЕГУЛЯТОРА

Решение о придании Вуктыльскому газоконденсатному месторождению статуса хранилища-регулятора было принято руководством ОАО (тогда РАО) “Газпром” в 1997 г. Поэтому в данном разделе описывается состояние месторождения на 1997 г.

Разработка Вуктыльского месторождения была начата в конце 1968 г. в

соответствии с “Комплексным проектом опытно-промышленной эксплуатации...” (1966 г.) объекта.

Проектом было предусмотрено осуществить разработку без поддержания пластового давления с максимальным уровнем отбора газа 10 млрд. м^3 в год через 66 скважин при среднем дебите 500 тыс. м^3/сут. В ходе дальнейшей эксплуатации месторождения осуществлялась его доразведка, уточнялись геологическое строение, план расстановки скважин, запасы углеводородного сырья и, соответственно, корректировались показатели разработки. Динамика последних с начала разработки представлена на рис. 7.1. Характер их изменения свидетельствует о продолжающейся до настоящего времени эксплуатации месторождения на газовом режиме без существенного проявления влияния внедрения пластовых вод.

В период 1991–1995 гг. эксплуатация основной залежи Вуктыльского НГКМ проводилась на основе “Комплексного проекта разработки Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения на завершающей стадии”.

В настоящее время месторождение разрабатывается в соответствии с рекомендациями “Анализа состояния разработки Вуктыльского НГКМ и проектных показателей на период 1996–2000 гг.”, выполненного в 1995 г.

Сопоставление основных проектных и фактических показателей за период 1991–1997 гг. приведено в табл. 7.1.

Годовые объемы добычи газа в период 1991–1995 гг. превышали проектные на 1,4–16,3 %. Это связано с большим, относительно проектных, числом фактически действующих скважин за счет уменьшения резервного фонда. В 1996–1997 гг. на расождение проектных и фактических объемов добычи оказал влияние более высокий коэффициент эксплуатации высокодебитных скважин.

С начала разработки месторождения содержание конденсата закономерно снизилось от 360 до 44,91 г/м^3 в 1987 г. Последующий период характери-

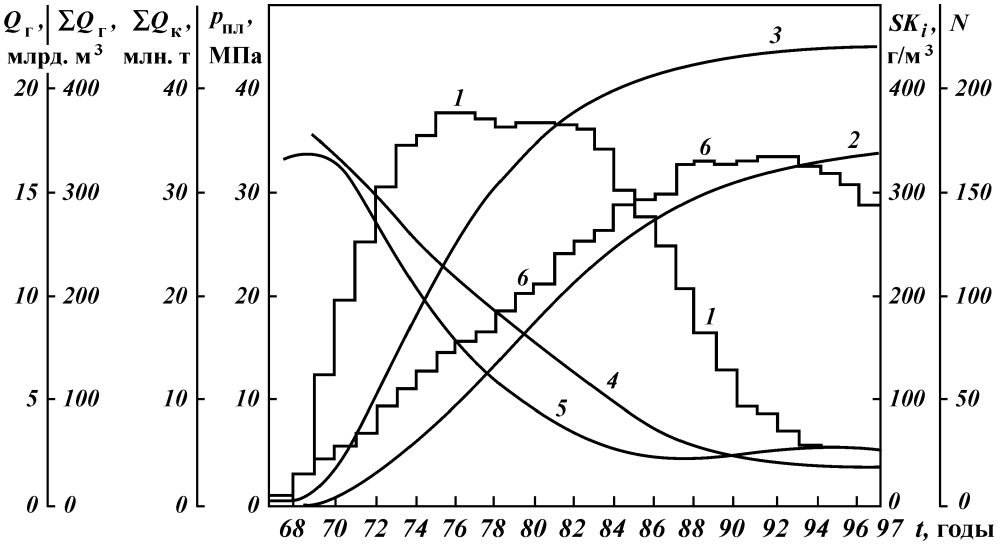

Рис. 7.1. Динамика показателей разработки по ВНГКМ:
1 – годовые отборы промыслового года $Q_г$; *2* – нарастающие отборы промыслового года $\Sigma Q_г$; *3* – суммарные отборы стабильного конденсата $\Sigma Q_к$; *4* – средневзвешенное пластовое давление $p_{пл}$; *5* – среднее содержание конденсата SK_i; *6* – фонд действующих скважин *N*

ТАБЛИЦА 7.1

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки основной газоконденсатной залежи P_1–C_1 ВНГКМ

Показатель	Год						
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
1. Годовая добыча промыслового, газа, млн. м³	4778,0 / 4843,99	3982,0 / 4367,37	3225,0 / 3680,25	2528,0 / 2941,04	2249,0 / 2815,4	2191,9 / 2721,50	2202,8 / 2665,14
2. Суммарное извлечение газа с начала разработки, млн. м³	327379 / 327505,0	331379 / 331998,0	334619 / 335686,0	337159 / 338677,9	339408 / 341549,0	343768 / 344302,0	345998 / 347002,8
3. Извлечение C_{5+} из пласта, тыс. т:							
годовое	193,92 / 253,40	161,60 / 226,62	130,90 / 192,93	102,62 / 158,34	91,30 / 148,10	117,05 / 142,84	117,14 / 139,86
суммарное с начала разработки	42853,92 / 42911,45	43015,52 / 43138,07	43146,42 / 43331,00	43249,04 / 43849,34	43340,34 / 43637,40	43435,45 / 43780,28	43531,04 / 43920,15
4. Потенциальное содержание C_{5+} в добываемом газе, г/м³ сухого	40,4 / 51,12	40,4 / 51,05	40,4 / 51,56	40,4 / 52,92	40,4 / 51,6	52,75 / 51,88	52,53 / 51,79
5. Фонд скважин на конец года:							
эксплуатационный, всего	183 / 183	183 / 184	183 / 182	183 / 183	183 / 181	183 / 180	183 / 164
в том числе действующий	155 / 166	155 / 168	155 / 168	155 / 164	155 / 159	164 / 154	165 / 145
6. Среднегодовой коэффициент эксплуатации скважин	0,85 / 0,860	0,85 / 0,880	0,85 / 0,825	0,85 / 0,729	0,85 / 0,694	0,642 / 0,734	0,675 / 0,804
7. Среднегодовой дебит промыслового газа, тыс. м³/сут	99,4 / 93,000	82,8 / 81,000	67,1 / 82,872	52,6 / 67,070	46,8 / 68,000	59,1 / 63,497	56,9 / 62,137
8. Средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление на конец года, МПа	4,320 / 4,48	3,930 / 4,27	3,610 / 4,10	3,360 / 3,96	3,140 / 3,86	– / 3,78	– / 3,72
9. Среднегодовое давление, МПа:							
пластовое в зоне дренирования	4,51 / 4,39	4,13 / 4,07	3,77 / 3,67	3,49 / 3,57	3,25 / 3,32	3,38 / 3,24	3,23 / 3,18
устьевое динамическое	1,56 / 1,64	1,51 / 1,516	1,36 / 1,37	1,25 / 1,27	1,20 / 1,17	1,27 / 1,3	1,21 / 1,18
сепарации на УКПГ	1,00 / 1,34	1,00 / 1,20	1,00 / 1,19	1,00 / 1,07	1,00 / 1,09	0,98 / 0,92	0,98 / 0,93
ХС на ГС	4,5 / –	4,5 / –	4,5 / 4,18	4,5 / 4,15	4,5 / 4,10	3,8 / 4,07	3,8 / 4,03
входное на ДКС	1,0 / 1,20	1,0 / 1,10	1,0 / 0,99	1,0 / 0,90	0,9 / 0,92	0,833 / 0,92	0,784 / 0,92
10. Среднегодовая температура, °С:							
сепарации на УКПГ	+10 / +6,83	+10 / +6,06	+10 / +4,5	+10 / +3,0	+10 / +4,8	+5,0 / +3,6	+5,0 / +3,2
сепарации после ХС на ГС	−10 / −10,0	−10 / −10,5	−10 / −11,5	−10 / −13,7	−10 / −15,5	−13 / −17,0	−14 / −17,2
11. Среднегодовое содержание C_{5+} в газе сепарации после ХС на ГС, г/м³ сухого газа	12,0 / 9,4	12,0 / 7,38	12,0 / 9,45	12,0 / 7,6	12,0 / 8,2	7,84 / 8,9	7,653 / 8,4
12. Добыча товарного конденсата, тыс. т	176,89 / 341,72	146,49 / 326,88	116,85 / 249,85	89,86 / 220,91	78,88 / 215,55	166,30 / 202,28	167,10 / 204,88
13. Добыча C_{5+} в составе товарного конденсата, тыс. т	130,90 / 203,32	108,40 / 193,34	86,47 / 157,41	66,50 / 135,64	58,37 / 124,37	95,15 / 118,31	95,55 / 117,17

Примечание. В числителе – проектные показатели; в знаменателе – фактические показатели.

зуется монотонным ростом содержания конденсата в продукции скважин, что сказалось на среднем содержании C_{5+} в газовой фазе и извлечении стабильного конденсата (см. рис. 7.1). Повышенное содержание C_{5+} связано с проявлением двухфазной фильтрации и притоком жидких углеводородов к забоям эксплуатационных скважин практически всех УКПГ. В дальнейшем, по мере снижения пластового давления в период 1994–1997 гг., этот процесс, возможно, еще больше активизировался за счет начала прямого испарения выпавшего конденсата.

Фонд эксплуатационных, контрольно-наблюдательных и пьезометрических скважин соответствует проектному. Уменьшение фонда действующих скважин в 1997 г. связано с переводом 14 единиц в фонд нагнетательных скважин (реализация проекта "Конденсат-3"). Колебания коэффициента эксплуатации в период 1991–1995 г. обусловлены перераспределением отборов между низкодебитными (периферийными) и высокодебитными (купольными) скважинами. Средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление выше проектного, а в зоне дренирования в 1996–1997 гг. практически совпадает с проектным (см. табл. 7.1).

Условия подготовки газа (давление и температура) в основном соответствуют проектным. Динамика снижения давления на входе ДКС обусловлена необходимостью повышения эффективности работы низкодебитных скважин, выносящих дополнительное количество жидких углеводородов. Качество подготовки газа лучше, чем предусматривалось проектом – содержание C_{5+} в магистральном газе от 9,8 до 8,4 г/м^3, что ниже проектного.

Общий фонд скважин на основную газоконденсатную залежь по состоянию на 01.01.98 г. составлял 205 единиц из них действующих 147, контрольно-наблюдательных 9, пьезометрических 8, геофизических 4, нагнетательных (по проектам "Конденсат-2, -3") для закачки тюменского газа 18, пластовых вод 2.

Из числа эксплуатационных 17 скважин находились в бездействии, из них в ожидании: освоения 5, капремонта и в капремонте 4, перевода в контрольно-наблюдательные 7, ликвидации 1.

Разбуривание основной залежи было завершено в 1991 г.

Коэффициент эксплуатации по всему фонду на 01.01.98 г. составил 0,804, коэффициент использования 0,692. Увеличение коэффициента эксплуатации связано с расширением эксперимента на УКПГ-1 и сокращением количества эксплуатационных скважин вследствие перевода 17 скважин действующего фонда в нагнетательные под закачку сухого тюменского газа, а также за счет увеличения времени работы высокодебитных скважин.

Скважины оборудованы насосно-компрессорными трубами (НКТ) различных диаметров. Так, в 39 скважинах спущены НКТ диаметром 73 мм, в 68–89 мм, в 7–114 мм и в 9 – увеличенного диаметра – 127 мм. Остальные скважины оборудованы двухступенчатыми лифтами в основном 114×89 мм. Эксплуатация скважин осуществляется по НКТ (130 скважин), 30 из них для обеспечения выноса жидкой фазы эксплуатируется в газлифтном режиме. В качестве энергетического используется тюменский газ высокого давления. Суточный расход газлифтного газа на скважину составляет 10–50 тыс. м^3, в целом по всем газлифтным скважинам в сутки расходуется около 600 тыс. м^3 сухого газа. С 1988 г. на месторождении основным методом удаления жидкости с забоев является перевод скважин на газлифтную эксплуатацию. Критериями перевода являются:

высокое содержание жидкости в продукции скважин;

низкий коэффициент продуктивности по газу.

Исходя из этих критериев переоборудованы на газлифтный режим 73 скважины.

На балансе Вуктыльского газопромыслового управления (ВГПУ) находится 30 скважин, ликвидированных по различным причинам. Четыре из них ликвидированы в результате обводнения, 14 скважин – разведочные, остальные ликвидированы по техническим причинам.

С 1993 г. в соответствии с проектом "Конденсат-2" осуществляется закачка в пласт тюменского газа через нагнетательные скважины УКПГ-8 (скв. 128, 269, 270, 273) и в рамках проекта "Конденсат-3" с февраля 1997 г. через скважины УКПГ-1 (скв. 18, 84, 86, 88, 91, 92, 102, 159, 170, 257, 259, 90, 93, 106).

Объем закачки за весь период реализации проектов составил 2118,85 млн. $м^3$, из них 1720,6 млн. $м^3$ по УКПГ-8. Текущие дебиты скважин находятся в пределах 5–170 тыс. $м^3$/сут. С дебитом от 5 до 50 тыс. $м^3$/сут работают 84 скважины, от 50 до 100 тыс. $м^3$/сут – 42, свыше 100 тыс. $м^3$/сут – 20 скважин. Скважины работают при депрессиях 0,19–2,0 МПа.

Рабочее устьевое давление находится в пределах 1,07–1,6 МПа, давление сепарации 0,98–1,17 МПа.

Режимы работы скважин на данном этапе разработки месторождения определяются давлением на приеме ДКС. В связи с этим ряд сводовых скважин работают периодически.

Разработка месторождения началась в октябре 1968 г. эксплуатацией четырех скважин (скв. 2, 8, 11, 21). Учет добычи промыслового газа осуществляется по каждой скважине работниками ВГПУ.

До 1993 г. расчет извлечения из пласта C_{5+} и "сухого" газа (C_{1-4}) по скважинам проводился исходя из газоконденсатной характеристики, полученной в первые годы разработки по данным исследований рекомбинированной пробы углеводородной смеси на бомбе pVT и принятой для всего этажа газоносности и для пластовых давлений на середину вскрытых интервалов.

В 1993 г. на основе новых данных по изменению содержания конденсата C_{5+} в зависимости не только от пластового давления, но и глубины был проведен пересчет извлечения из месторождения "сухого" газа и C_{5+}. Расчеты извлечения "сухого" и пластового газа с начала разработки были проведены по каждой скважине.

Графическое отображение динамики годовых и суммарных отборов газа и конденсата C_{5+} по месторождению приведено на рис. 7.1.

Извлечение углеводородного сырья по месторождению на 01.01.98 г. составило: газа 347,002 млрд. $м^3$; стабильного конденсата 43,920 млн. т, что соответствует отбору 80,8 % газа и 31 % конденсата от начальных запасов.

Наибольшие объемы добычи газа приходятся на скважины УКПГ-1 и 2: отбор по ним составил 25 и 31 % от суммарного извлечения углеводородов по месторождению. Аналогичная ситуация наблюдается и по добыче C_{5+}, только доля отбора конденсата по УКПГ-1 несколько выше (25,2 %), а по УКПГ-2 ниже, чем по газу (30,7 %). Это объясняется разновременностью ввода разных частей месторождения в разработку.

Как уже отмечалось, начиная с 1988 г. наблюдается монотонный рост содержания конденсата. В 1997 г. среднегодовое содержание составило 51,79 г/$м^3$. Повышенное содержание C_{5+}, связанное в основном с поступле-

нием из пласта жидких углеводородов, привело к дополнительному извлечению 176,4 тыс. т. C_{5+} за период 1988–1997 гг.

Наибольшее поступление жидких углеводородов приходится на УКПГ-3, 4, 5. С 1996 г. было зафиксировано поступление жидких углеводородов по УППГ. Наиболее интенсивное поступление дополнительной жидкой фазы происходит в основном по скважинам, вскрывающим московские отложения и характеризующимся наличием в продукции пластовой воды. Как правило, газоотдающие интервалы таких скважин перекрыты водяными столбами. Некоторое увеличение очагов водопроявлений в этих районах подтверждают и гидрогеологические исследования.

С февраля 1997 г. в пределах участка на УКПГ-1 начали практическую реализацию проекта "Конденсат-3" по активному воздействию на пласт закачкой тюменского газа. Под нагнетание по состоянию на 01.01.98 г. задействованы 14 скважин. Суммарный объем закачки "сухого" тюменского газа по этому участку составил 398,08 млн. $м^3$.

Воды каменноугольных и нижнепермских отложений по характеру циркуляции являются трещинно-карстовыми, трещинными, трещинно-поровыми и поровыми. Это обусловлено наличием в толще водовмещающих пород разнообразных типов коллекторов. Миграция пластовых жидкостей месторождения возможна в сложной разветвленной системе трещин, каверн и поровых каналов. Наиболее проницаемыми в продуктивной толще являются закарстованные горизонты, служащие основными путями миграции флюидов. От их расположения зависит в значительной мере характер обводнения продуктивной толщи в процессе разработки.

Заметную роль в обводнении могут играть трещиноватые зоны. Они имеют локальное развитие, их пространственное распределение на структуре точно не установлено. Предполагается, что существуют две основные системы крутопадающих макротрещин: северо-западного и северо-восточного простирания. По-видимому, наиболее выражены оперяющие трещины в полосе, прилегающей к взбросонадвигу.

Исходя из особенностей строения продуктивных отложений месторождения – неоднородности ФЕС, обусловленной различием литологического состава, разной степенью уплотненности, глинистости, трещиноватости и закарстованности пород – в разрезе продуктивной толщи залежи выделяются три толщи, разнородные по составу и проницаемости, имеющие различную геолого-промысловую характеристику и отличающиеся по потенциальной возможности внедрения пластовых вод. Такое разделение имеет гидродинамическую основу и позволяет судить о возможности движения флюидов в каждой толще в процессе разработки.

Соответственно выделенным толщам площадь месторождения разделена на ряд зон, различных по условиям внедрения пластовых вод в залежь.

А – зона выхода на уровень начального ГВК слабопроницаемых пород позднетурнейско-средневизейского возраста;

Б – зона выхода на уровень начального ГВК наиболее проницаемых карбонатных отложений поздневизейско-московского возраста с несколькими зонами развития карста. Полосой выхода на этот уровень карбонатно-глинистой пачки московского яруса указанная зона делится на две подзоны – $Б_1$ и $Б_2$, соответствующие нижней и верхней частям толщи;

В – зона выхода на уровень начального ГВК слабопроницаемых пород позднекаменноугольного и раннепермского возраста.

Кроме того, в западной части месторождения может быть выделена

принадвиговая зона, в пределах которой структура осложнена разрывными нарушениями, оперяющими взбросонадвиг и пересекающими, вероятно, все толщи. Породы здесь отличаются максимальной трещиноватостью.

Самыми опасными в отношении внедрения пластовых вод в залежь были признаны зона Б и принадвиговая зона, где ГВК находится в высокопористых и трещиноватых отложениях. Однако движение воды в этих зонах не может происходить равномерно по всей площади, поскольку сосредоточение кавернозности в определенных интервалах, а также трещиноватости на отдельных участках обусловливает неоднородность карбонатного массива по проницаемости и возможность избирательного внедрения пластовых вод в залежь. Особенно подвержены обводнению участки широкого площадного выхода на уровень ГВК верхневизейско-московской карбонатной толщи, содержащей основные запасы газа.

Вероятность водопроявлений в скважинах тем выше, чем ближе к ГВК расположены их рабочие интервалы. Условия для равномерного подъема ГВК на месторождении отсутствуют ввиду большой фильтрационной неоднородности пластов и пачек продуктивных отложений. Процесс эксплуатации показал, что принятая гидродинамическая схема верна и картина обводнения залежи соответствует предполагаемой.

Продвижение подошвенных и законтурных вод при разработке месторождения прослеживается на основании гидрохимических и гидродинамических материалов.

Вторжение пластовых вод в залежь происходит избирательно, в основном с восточного крыла в западном направлении по восстанию пластов проницаемых кавернозных карбонатных пород. Трещинная проницаемость пород в западной принадвиговой зоне имеет, по-видимому, подчиненное значение.

Основными путями продвижения пластовых вод в залежь являются наиболее закарстованные интервалы в разрезе верхневизейских, серпуховских, башкирских и, особенно, московских отложений. Дополнительными путями фильтрации могут служить зоны повышенной трещиноватости, развитие которых предполагается в продуктивной толще. Дренирование плотных пород осуществляется замедленным темпом, и они остаются газонасыщенными в то время, когда указанные высокопроницаемые горизонты уже частично обводнились. Об этом свидетельствуют и результаты повторных геофизических исследований скважин.

Анализ информации о взаимодействии пластовых вод с залежью и скважинами на различных стадиях разработки Вуктыльского месторождения, проводимый с начала его опытно-промышленной эксплуатации, показал, что по характеру водопроявлений, регистрируемых главным образом гидрохимическим методом, разработку месторождения можно условно разделить на три этапа.

Первый этап (1968–1975 гг.) характеризуется нарастающей добычей газа и практическим отсутствием обводнения газовых скважин. Годовые объемы извлечения газа возросли от 1,64 в 1969 г. до 18,55 млрд. $м^3$ в 1975 г. Годовой темп падения давления в северной части основной залежи составил от 0,69 до 2,63 МПа, а в южной части, введенной в эксплуатацию только в 1973 г., – от 2,32 до 3,92 МПа. Среднегодовой темп снижения давления был, соответственно, 1,78 и 3,54 МПа. Пластовые воды не оказывали заметного влияния на эксплуатацию. Они фиксировались лишь в отдельных скважинах, рабочие интервалы которых располагались в непосредственной близости к ГВК или частично захватывали нижнюю водоносную зону (скв. 18, 22, 25, 33). Значе-

ние водных факторов обычно не превышало 6–8 $см^3/м^3$, лишь при отдельных замерах давая более высокие значения.

Второй этап (1976–1983 гг.) соответствовал максимальной добыче газа – 18–19 млрд. $м^3$ в год. Годовой темп снижения давления – от 1,14 до 2,21 МПа в северной части месторождения и от 0,89 до 3,57 МПа в его южной части. Среднегодовые темпы падения составили соответственно 1,39 и 1,62 МПа. В этот период наблюдалось прогрессирующее проявление пластовых вод, о чем свидетельствует рост числа скважин, работающих с водой, возросли водопритоки и доля пластовой воды в составе попутных жидкостей. По данным пьезометрических наблюдений фиксировалось распространение депрессии в нижнюю водоносную и законтурную зоны. Многие скважины выносили чистую пластовую воду, дебиты которой в некоторых из них (скв. 62, 141, 147, 148) достигали 20–46 $м^3/сут$. Водные факторы при этом нередко возрастали до 30–45 $см^3/м^3$, а иногда и больше. Отдельные эксплуатационные скважины были остановлены из-за обводнения. Общие объемы попутно добываемых пластовых вод увеличились от 1,1 в 1975 г. до 44,5 тыс. $м^3$ в 1983 г. Пластовые воды с течением времени проявляются на все более высоких гипсометрических отметках: на 150–200, а иногда на 250–300 м выше начального ГВК. Формируются основные очаги водопроявлений на восточном крыле структуры и на участках широкого площадного выхода на уровень ГВК высокопроницаемых отложений.

Третий этап (с 1984 г. до настоящего времени) связан с вступлением месторождения в период падающей добычи газа. Объемы извлекаемого газа уменьшились от 17,49 в 1984 г. до 2,7 млрд. $м^3$ в 1997 г. Годовые темпы падения давления в северной части месторождения снижались от 1,34 в 1984–1985 гг. до 0,08–0,1 МПа в 1996–1997 гг. На юге месторождения эти темпы вначале составляли 1,02–1,69 МПа, а затем начиная с 1987 г. резко падали до 0,5 МПа в 1997 г.

Этап характеризуется расширением и слиянием очагов селективного внедрения пластовой воды в продуктивной толще. Постоянная примесь и постоянное преобладание пластовых вод в составе попутных жидкостей отмечается более чем в трети эксплуатационных скважин. Во многих из них устанавливаются столбы воды, частично или полностью перекрывающие эксплуатационный интервал. В 1984–1988 гг. водопритоки обычно не превышали 4–5 $м^3/сут$. При снижении дебитов газа дебиты воды по скважинам также постепенно снижаются. В 1989–1995 гг. дебиты попутных вод заметно уменьшились и лишь по отдельным скважинам (как правило газлифтным) они составляли 7–10 $м^3/сут$. В последние годы водопритоки в газовые скважины при самостоятельной работе изменялись в широких пределах – от значений не поддающихся измерению (отсутствие накопления), до 0,9–2,0 $м^3/сут$. Водные факторы при этом варьировали от 0 до 10–28 $см^3/м^3$. При газлифтной эксплуатации дебиты скважин колебались от 0 до 3–5 $м^3/сут$, максимальные водопритоки получены по скв. 28, 141, 163, 179, 199, 240, выносящим пластовые воды с минерализацией 226–263 г/л. Общий объем выносимых вод достиг в 1984 г. максимального значения – 83,8 тыс. $м^3$, затем начал снижаться и в 1997 г. составил 30,9 тыс. $м^3$, что несколько больше, чем в 1994–1996 гг. Необходимо отметить, что это связано с тем, что в 1997 г. через скв. 197, оборудованную газожидкостным эжектором, добыто около 5 тыс. $м^3$ пластовой воды.

К началу 1998 г. постоянное преобладание пластовых вод в составе попутных жидкостей отмечалось в 41 скважине, постоянная примесь пластовых

вод – в 25 скважинах, периодическое поступление пластовых вод в 40 скважинах. В 70 скважинах с продукцией выносятся только конденсатогенные воды. Следует отметить, что здесь учтены скважины, находящиеся в настоящее время в бездействии и переведенные в нагнетательные под закачку газа.

В 1997 г. пробы попутных вод отобраны из 117 скважин. Эксплуатационный фонд на 01.01.1998 г. составил 164 скважины (действующий фонд 147 скважин). Только конденсатогенные и техногенные воды выносили 67 скважин; в пробах из 23 скважин примесь пластовой воды составляла от 5–10 до 40–50 %; в пробах из 27 скважин преобладала пластовая вода. При этом из скв. 28, 33, 44, 63, 68, 141, 163, 179, 199, 240 были получены пробы попутной жидкости, представленные чистой пластовой водой, с минерализацией более 225 г/л.

Из представленной схемы водопроявлений видно, что главные очаги внедрения пластовых вод в залежь сосредоточены на юге месторождения, в области широкого площадного выхода на уровень начального ГВК верхневизейско-московских отложений, на пологом восточном крыле структуры, практически по всей ее длине, и в периклинальной северной части месторождения.

Несмотря на неизбежную генерализацию контуров продвижения пластовой воды по различным отложениям, схема показывает, что в верхневизейско-башкирской толще языки внедрения охватили большую часть месторождения за исключением узкой полосы в наиболее приподнятой северной части структуры (район от скв. 137 до скв. 89) и на участках от широты скв. 233 до скв. 74 и от скв. 231 до скв. 65, 26. Площадь вторжения пластовых вод в московскую толщу менее обширна. Пластовые воды в этих отложениях не зафиксированы на большом участке от скв. 137 до скв. 40 (северный купол) и на участке от скв. 136 до скв. 26 (средний и южный куполы). В целом же продвижение вод по этим толщам от зон их выхода на уровень начального ГВК примерно одинаково: в обоих случаях пластовые воды внедрились в залежь (главным образом по восстанию пластов) на сопоставимые высоты: до максимальных абсолютных отметок минус 3100 – минус 3000 м, редко выше.

Анализ показывает, что на месторождении в процессе разработки не происходит общего подъема ГВК, хотя его поверхность значительно усложнилась. Здесь сформировалась переходная зона, включающая обводненные интервалы в верхневизейско-башкирской и московской толщах. Имеет место избирательное продвижение пластовых вод по высокопроницаемым породам преимущественно по восстанию пластов. На восточном крыле структуры воды внедрились в глубь залежи в верхневизейско-башкирской толще на расстояние 500–1000 м, а на отдельных участках до 2000–2200 м (участки скв. 159, 41, 31) от выхода этих отложений на уровень ГВК. В московских отложениях воды продвинулись в среднем на 700–1000 м, достигая на участке между скв. 67 и скв. 140 до 1700 м. Судить о ширине зоны внедрения на западном крыле затруднительно ввиду чрезвычайной скудости данных. С большой долей условности можно полагать, что здесь продвижение вод по латерали обычно не превышает первых сотен метров. Однако на некоторых участках вода, возможно, преодолела расстояние 800–1000 м (район скв. 67, 139, 23) в верхневизейско-башкирской толще и до 500–800 м (район скв. 23, 141) в московской толще.

Высокопроницаемые интервалы в 200–300-метровой зоне от начального

ГВК не являются полностью обводненными. В них содержатся также недоизвлеченный газ и выпавший конденсат. Ввиду максимального снижения давления в таких интервалах и некомпенсированности его внедряющимися водами они продолжают дренировать более плотные газонасыщенные породы, давление в которых остается более высоким.

Проникновение пластовых вод в уплотненные разности пород происходит исключительно по трещинам, и масштабы его, несомненно, меньше, чем по зонам развития карста. Контуры селективного внедрения пластовых вод в залежь за последние 2–3 года не претерпели каких-либо существенных изменений.

Таким образом, на месторождении произошла относительная стабилизация депрессионной воронки. Релаксация давления в залежи за счет внедряющейся пластовой воды происходит чрезвычайно медленно, что обусловлено большой высотой залежи, ограниченным развитием в продуктивной толще высокопроницаемых коллекторов и расходом вновь поступающей в залежь воды в основном на пропитывание низкопористых коллекторов в 200–300-метровой зоне, прилегающей к начальному ГВК. В условиях эксплуатации Вуктыльского НГКМ в режиме хранилища-регулятора при всех вариантах не следует ожидать активизации пластовых вод и усиления водопроявлений по скважинам.

Характер изменения пластового давления во времени (см. рис. 7.1) свидетельствует о существенном изменении поведения этого параметра после перехода месторождения в режим падающей добычи. За десять лет эксплуатации (1983–1993 гг.) уровень годовой добычи газа снизился от 18 до 3 млрд. $м^3$, что, безусловно, сказалось на расформировании депрессионной воронки и усилении влияния запасов газа в низкопоровых коллекторах на темп снижения пластового давления в залежи Северного купола Вуктыльского НГКМ. Очевидно, при этом из влияющих факторов нельзя полностью исключить избирательное продвижение пластовой воды и проводимый в последние годы промысловый эксперимент по активному воздействию на пласт.

В течение 1997 г. замерами статических устьевых и пластовых давлений было охвачено 145 скважин. Кроме того, проводился систематический контроль за скважинами в пределах экспериментальных полигонов УКПГ-1 и 8.

В целом по залежи по сравнению с предыдущим годом в 1997 г. характер распределения пластового давления изменился незначительно. Однако по большинству скважин наблюдается уменьшение темпа снижения пластового давления, а по 18 скважинам отмечается даже его стабилизация.

Повышенный темп снижения давления имеет место лишь в низкодебитных скважинах, что, очевидно, связано с большим периодом восстановления давления. Стабилизировалось пластовое давление по скважинам опытного полигона “Конденсат-2” (УКПГ-8), наблюдается небольшой рост по скв. 66, 89, 98, 105 опытного полигона “Конденсат-3” (УКПГ-1). Это объясняется значительным увеличением объемов закачки тюменского газа в 1997 г. (833 млн. $м^3$) относительно 1996 г. (446 млн. $м^3$), увеличением коэффициента охвата воздействием на пласт. Закачка газа в этом году составила 31,3 % от объема добычи газа по всей залежи.

Давление колеблется в диапазоне от 2,5 до 4,0 МПа, постепенно повышаясь в сторону восточного крыла и периклиналей. Практически сводовая и присводовая части месторождения охвачены изобарой 4,0 МПа.

Пластовое давление, взвешенное по объему порового пространства, в пределах начального контура газоносной части составило на 01.01.98 г. 3,72 МПа по северному куполу.

Пластовое давление в зоне дренирования (взвешенное по отборам) на середину работающего (вскрытого) интервала на 01.01.98 г. составило в северной части месторождения 3,18 МПа.

В целом месторождение разрабатывается при газовом режиме как единый объект.

Оценка запасов газа и конденсата Вуктыльского месторождения осложняется из-за высокого содержания конденсата в газе, значительной неоднородности коллекторов и большого этажа газоносности при массивном строении залежи. Запасы газа по данным разработки уточнялись в 1975 и 1984 г. отдельно для северного и южного куполов, так как гидродинамическая связь между ними практически отсутствует. Тогда рассматривались разные методы усреднения пластового давления и оценки запасов газа по падению давления. Наиболее приемлемыми методами оценки запасов газа по данным разработки является определение запасов в целом для залежи по экспериментальной зависимости пластового давления от доли отбора ($p_{пл} = f(\sum Q_{сух.газа} / \sum Q_{нач.зап.сух.газа})$) и для зоны, непосредственно дренируемой скважинами, по удельным объемам дренирования.

Запасы газа, определяемые по удельным объемам дренирования, соответствуют минимальным, т.е. тем запасам, которые в настоящий момент участвуют в разработке.

Наиболее достоверным методом признана оценка запасов газа по экспериментальной зависимости пластового давления от доли отбора ($p_{пл} = f(\sum Q_{сух.газа} / \sum Q_{нач.зап.сух.газа})$), охватывающей всю площадь залежи, поэтому этот метод взят за основу для ежегодной оценки запасов.

В данной работе рассматриваются оба вышеуказанных метода.

Учитывая многолетний период эксплуатации залежи и большой фонд скважин, для определения запасов по удельным объемам дренирования была составлена программа на ПК. По результатам расчетов определены фактические объемы дренирования по скважинам, а также суммарно по залежи, динамика объемов дренирования, начальные и остаточные запасы газа. Начальные дренируемые запасы газа монотонно увеличивались от 300 до 366 млрд. $м^3$, что связано с ростом фонда скважин и расширением зоны дренирования. Незначительные отклонения значений запасов на отдельные даты, по-видимому, связаны с изменением фонда скважин, водопроявлениями и погрешностями в замерах давлений.

За период 1976–1988 гг. происходит снижение запасов. Это, возможно, связано с недовосстановлением давления из-за влияния работающих скважин при сгущающейся сетке во времени, наличием столбов жидкости в стволах, экстраполяцией давления и возможным защемлением газа внедряющейся избирательно водой по восточному крылу залежи. Рост запасов в последующий период от 351 до 365 млрд. $м^3$, вероятно, связан с поступлением газа из зон защемления и поддержанием пластового давления по периферийным скважинам, работающими с водопритоками. В последние два года рост запасов связан с увеличением темпа закачки тюменского газа в сводовую часть залежи, к которой приурочено большинство скважин действующего фонда.

Текущие коэффициенты извлечения компонентов даются в табл. 7.2.

ТАБЛИЦА 7.2

Текущие коэффициенты извлечения (на 01.01.98 г.)

Компоненты	Текущий коэффициент извлечения, %	Содержание компонентов в жидкой фазе от начальных запасов, %	Компоненты	Текущий коэффициент извлечения, %	Содержание компонентов в жидкой фазе от начальных запасов, %
C_1	81,6	4,7	Сухой газ (C_1+	80,8	4,9
C_2	79,6	5,3	+C_2+C_3+C_4+N_2)		
C_3	71,6	5,9	C_{5+}	31,0	68,0
C_4	81,6	5,9			
N_2	76,3	5,3			

Перевод Вуктыльского месторождения в режим хранилища-регулятора было предусмотрено осуществить в два этапа.

На первом этапе решаются следующие задачи:

стабилизация энергетического состояния пласта-коллектора;

поддержание работоспособности промысловой инфраструктуры;

обеспечение сырьевой базы СГПЗ с реконструкцией завода к 2001 г.;

создание резерва газа и регулирование работы системы газопроводов Пунга – Вуктыл – Ухта – Торжок.

Эти задачи решаются с использованием существующих возможностей газодобывающего комплекса и прилегающего участка системы магистральных газопроводов. Нагнетание газа в вуктыльский продуктивный пласт будет производиться без дополнительного компримирования газа, при этом пластовое давление не превысит текущий уровень (3,5–4 МПа).

На втором этапе наряду с предусмотренными мероприятиями первого этапа ставится задача обеспечения надежности эксплуатации газопроводной системы Ямал – Европа путем использования Вуктыльского месторождения в качестве регулятора сезонной и аварийной неравномерности потребления газа. На этом этапе предусматривается создание на Вуктыле стратегических резервов газа с давлением в пласте до 8–12 МПа, существенно превышающем текущее.

7.3

ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГКМ В РЕЖИМЕ РЕГУЛЯТОРА

Важным элементом функционирования газоконденсатного месторождения в режиме хранилища-регулятора является промысловый контроль основных параметров эксплуатации объекта. При реализации процесса разработки участков Вуктыльского месторождения с нагнетанием сухого газа начиная с 1993 г. накоплен большой опыт промыслового контроля, который постоянно совершенствовали и к концу 1990-х годов максимально автоматизировали наиболее трудоемкие операции на полигоне в районе УКПГ-1.

Эта схема, подробно описанная в разделе 6.2.3 монографии, в основном может быть использована и при эксплуатации месторождения в режиме хранилища-регулятора. Однако необходимо принять во внимание некоторые

новые особенности, которые появляются после расширения масштабов контроля до месторождения в целом:

выделение на структуре зон нагнетания газа и отбора продукции;

разбросанность задействованных скважин по большой площади;

большое количество задействованных скважин (по сравнению с полигонами по закачке и отбору газа в районах УКПГ-1 и УКПГ-8);

значительное разнообразие задействованных скважин по приемистости, продуктивности и другим важнейшим характеристикам;

долговременный характер эксплуатации месторождения в режиме хранилища-регулятора.

Перечисленные особенности новой стадии в жизни месторождения диктуют необходимость построить систему контроля в максимально экономичном варианте, обеспечивающем, однако, получение всей необходимой информации.

Очевидно, потребуется создать полностью автоматизированную схему контроля за составом продукции не отдельных скважин, а целых групп. Необходимо продуманно подойти к выбору групп скважин и определению количества этих групп. По-видимому, следует выделить группы низко- и высокодебитных (условно) добывающих скважин вокруг каждой из зон нагнетания сухого газа. В каждой группе целесообразно, в свою очередь, выделить периферийные и близко расположенные к зоне нагнетания скважины. Кроме того, следует выбрать опорные скважины для индивидуального контроля (эти скважины могут и не входить в группы).

Таким образом, система контроля состава продукции предполагает и соответствующую схему обвязки скважин с учетом их принадлежности к той или иной группе. Для уменьшения объема работ по переобвязке скважин целесообразно рассмотреть вариант комплектования групп скважин с учетом существующей схемы сбора продукции.

Аналогичный “групповой” подход следует использовать и при составлении программ гидрогазодинамических, газоконденсатных, геофизических и гидрогеологических исследований. Основной объем информации целесообразно получать на опорных скважинах. Таким образом, при выборе опорных скважин необходимо учитывать их техническую пригодность для проведения всех перечисленных исследований.

В остальном система контроля за эксплуатацией месторождения в режиме хранилища-регулятора будет аналогична применяемой на полигонах в районе УКПГ-1 и 8.

Долговременный характер эксплуатации месторождения в режиме хранилища-регулятора накладывает особые требования к контролю технического состояния скважин, особенно принимая во внимание, что многие из них работают не один десяток лет. Исходя из промыслового опыта, следует учитывать, что наиболее частыми являются осложнения, связанные с извлечением, ревизией и заменой НКТ. Контроль обсадных труб и НКТ следует вести по отдельной программе с использованием современных методов электромагнитной дефектометрии, дефектоскопии, электромеханической профилеметрии, акустического телеконтроля. При этом значительное внимание должно быть уделено в программе контролю качества цементирования и герметичности обсадных труб.

7.4

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ И ОБОСНОВАНИЕ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕГУЛЯТОРА. ОЖИДАЕМЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

7.4.1

ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

На стадии разработки технико-экономических соображений по переводу Вуктыльского месторождения в режим хранилища-регулятора были рассмотрены направления, предусматривающие равномерную и зональную схемы размещения нагнетательных скважин на площади северного купола Вуктыльского месторождения.

Схема равномерно распределенной закачки сухого газа в пласт в силу резкой неоднородности коллекторских свойств продуктивного горизонта приводит к быстрому прорыву нагнетаемого агента к эксплуатационным скважинам, что ведет к снижению кондиционности поступающего на газоперерабатывающий завод углеводородного сырья.

Зональная схема распределения объемов нагнетания сухого газа, предусматривающая максимальное использование под закачку скважин, работающих в газлифтном режиме, расположенных по периферии, обеспечит эффективную эксплуатацию промысла и газофракционирующей установки. В данном варианте решение задачи надежного обеспечения СГПЗ промежуточными углеводородами успешно сочетается с реализацией технологии повышения углеводородоотдачи пласта.

Для учета фактора регулирования сезонной неравномерности газопотребления в летний и зимний периоды была рассмотрена возможность закачки в пласт тюменского газа в объеме 2,5 млрд. м^3 только в летний период, что в сочетании с условием поддержания отбора на уровне 2,7 млрд. м^3 в течение года может обеспечить рентабельное функционирование объекта в режиме регулятора колебаний сезонной неравномерности газопотребления в газотранспортной системе.

В результате расчетов наряду с базовым вариантом разработки на истощение **(вариант 1)** были выбраны три варианта с закачкой газа в пласт, в наибольшей степени отвечающие перечисленным выше условиям:

Вариант 2 – сезонная закачка тюменского газа в летний период (6 мес) через 56 скважин в объеме 2,5 млрд. м^3/год в течение 10 лет при суммарном отборе газа 2,7 млрд. м^3/год.

Вариант 3 – сезонная закачка тюменского газа в летний период (6 мес) через 56 скважин в объеме 2,5 млрд. м^3/год в течение 20 лет при суммарном отборе газа 2,7 млрд. м^3/год.

Вариант 4 – равномерная закачка тюменского газа в течение года через 38 скважин в объеме 2,5 млрд. м^3/год в течение 10 лет при суммарном отборе газа 2,7 млрд. м^3/год.

Во всех вариантах после прекращения активного воздействия на пласт предусматривается доразработка месторождения на режиме истощения пластовой энергии до давления забрасывания 1,7 МПа.

7.4.2
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Расчет технологических показателей разработки для всех вариантов базировался на использовании цифровой геологической модели Вуктыльского НГКМ в трехмерной интерпретации, полученной с помощью аппаратно-программного комплекса "Landmark" и модели многокомпонентной фильтрации углеводородных систем. Активное воздействие на пласт предусматривалось для всех вариантов только на северном куполе месторождения.

При анализе динамики пластового давления для рассматриваемых вариантов разработки (рис. 7.2) видно, что в случае дальнейшей разработки месторождения на режиме истощения пластовое давление в дренируемой зоне продуктивного горизонта к 2014 г. достигнет уровня 1,8 МПа, что соответствует принятому давлению забрасывания.

Результаты расчетов годового отбора газа из пласта северного купола Вуктыльского месторождения для вариантов с применением метода активного воздействия на газоконденсатный пласт и базового варианта доразработки залежи на режиме истощения показали, что в вариантах с поддержанием пластового давления период надежного обеспечения Сосногорского ГПЗ сырьем составит 26–27 лет в вариантах 2, 4 и 37 лет в варианте 3 с момента перевода Вуктыльского месторождения в режим хранилища-регулятора за счет сохранения резерва по остаточным запасам газа.

Сводные показатели доразработки северного купола Вуктыльского месторождения начиная с 1998 г. приведены в табл. 7.3.

Таким образом, на основании сравнительного анализа результатов технологических показателей эксплуатации Вуктыльского месторождения в режиме хранилища-регулятора сезонной неравномерности газотранспортной системы можно рекомендовать для практической реализации на промысле вариант 3. Предложенная по этому варианту схема эксплуатации месторождения обеспечит надежную сырьевую базу газоперерабатывающего завода до 2035 г. Годовой отбор промежуточных углеводородов в период 2000–2025 гг. составит не менее 300 тыс. т, в том числе пропан-бутановой фракции (C_{3-4}) более 150 тыс. т. Основные технологические показатели по рекомендованному варианту приведены в табл. 7.4, 7.5.

Подготовка продукции скважин на Вуктыльском НГКМ в настоящее время осуществляется по схеме предварительной сепарации на шести УКПГ и одной УППГ и окончательной подготовки на головных сооружениях по схеме ДКС–ХС–НТС. В период доразработки месторождения в режиме как истощения, так и хранилища-регулятора данная принципиальная схема изменений не претерпит. Для осуществления закачки заданных объемов газа в пласт потребуется замена внутрипромысловых трубопроводов подачи тюменского газа. Кроме того, для всех вариантов необходима реконструкция дожимной компрессорной станции, что учтено в капитальных затратах технологической схемы.

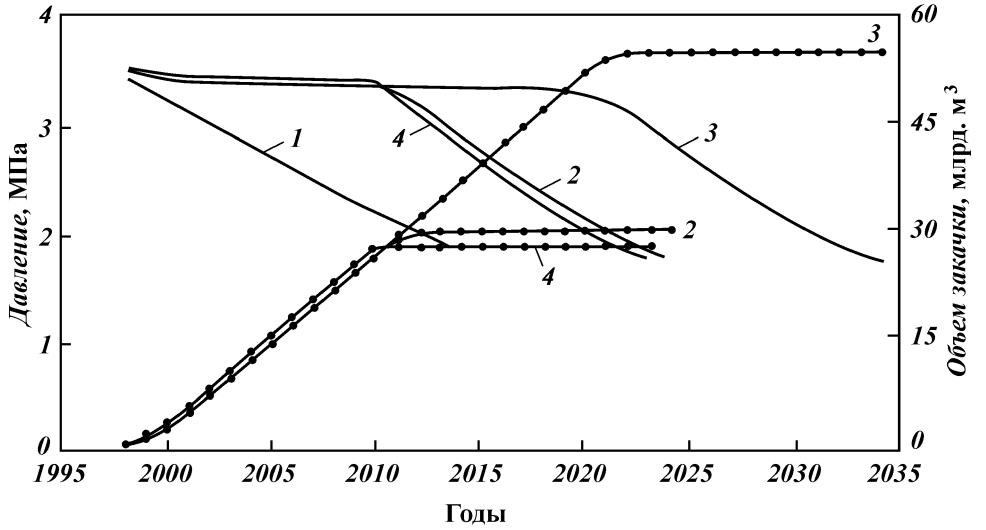

Рис. 7.2. Динамика пластового давления (сплошные кривые) и изменение суммарного объема закачиваемого газа (кривые с точками) в процессе активного воздействия на газоконденсатный пласт на северном куполе Вуктыльского НГКМ. Варианты:
1 (истощение)–4 – давление; 2–4 – объем

Природный газ и нестабильный конденсат Вуктыльского месторождения предполагается транспортировать до Сосногорского ГПЗ для последующей переработки. В течение 1998–2000 гг. была предусмотрена переработка промыслового газа на действующей газоотбензинивающей установке с максимальной производительностью 1,5 млрд. м^3/год по сырью. Остальной объем газа поступает в магистральный газопровод без извлечения компонентов C_{3+}.

С целью более глубокого извлечения компонентов C_{3+} (до 95–99 %) в 2001 г. на СГПЗ предполагалось ввести в эксплуатацию установку разделения газа производительностью 3 млрд. м^3/год, что обеспечит переработку промыслового газа ВНГКМ в полном объеме. Переработка нестабильного газового конденсата предусмотрена на действующей установке стабилизации путем ректификационного разделения.

ТАБЛИЦА 7.3

Сводные показатели разработки северного купола Вуктыльского месторождения

Вариант	Год конца разработки	Число нагнетательных скважин	Число лет закачки	Накопленные показатели				Дополнительный отбор пластового газа		
				Закачка, млрд. м^3	Отбор					
					C_{1-4}, млрд. м^3	C_{3-4}, млн. т	C_{5+}, млн. т	C_{1-4}, млрд. м^3	C_{3-4}, млн. т	C_{5+}, млн. т
1	2014	–	–	–	28,882	4,094	1,826	–	–	–
2	2024	56	10	29,970	61,761	6,415	3,487	2,909	2,321	1,661
3	2034	56	20	54,418	86,992	7,667	4,706	3,691	3,573	2,880
4	2023	38	10	28,065	59,370	5,970	3,257	2,423	1,876	1,431

ТАБЛИЦА 7.4

Основные технологические показатели по рекомендуемому варианту

Годы разработки	Отбор, млн. м³				Расход энергетического газа годовой, млн. м³	Закачка агента, млн. м³		Работа добывающих скважин		Работа нагнетательных скважин, приемистость, тыс.м³/сут	Давление, МПа		Число скважин		
	газа из пласта		газа сухого												
	годовой	накопленный	годовой	накопленный		годовая	накопленная	дебит, тыс.м³/сут	депрессия, МПа		пластовое	на устье добывающих	добывающих	нагнетательных	наблюдательных и пьезометрических
1998	2090	339343,911	2061	349 064	500	1009	1 009	47,8	0,315	153,5	3,5	3,07	141	18	21
1999	2030	341373,911	2001	351 065	500	1005	2 014	46,4	0,310	152,9	3,45	3,03	141	18	21
2000	1940	343313,911	1911	352 976	500	1007	3 021	44,30	0,30	153,3	3,40	3,00	141	18	21
2001	2700	346013,911	2656	355 632	200	2483	5 504	84,5	0,627	246,3	3,40	2,35	103	56	21
2002	2690	348703,911	2651	358 283	200	2435	7 939	84,2	0,62	241,6	3,40	2,36	103	56	21
2007	2670	362123,911	2632	371 485	200	2428	20 077	83,6	0,628	241,6	3,37	2,32	103	56	21
2012	2650	375413,911	2608	384 569	200	2452	32 253	83,0	0,632	243,2	3,33	2,28	103	56	21
2017	2630	388623,911	2591	397 559	200	2428	44 441	82,4	0,633	241,6	3,33	2,25	103	56	21
2022	2600	401723,911	2570	410 464	200	0,914	54 418	81,4	0,666	90,7	2,57	2,02	103	56	21
2027	2530	413653,911	2490	423 204	200	–	–	79,2	0,958	–	2,49	0,344	103	56	21
2032	1570	423273,911	1540	432 664	200	–	–	49,2	0,733	–	1,54	0,721	103	56	21
2034	1350	426083,911	1330	435 434	200	–	–	42,3	0,676	–	1,44	0,728	103	56	21

ТАБЛИЦА 7.5

Показатели по добыче конденсата по рекомендуемому варианту

Годы разработки	Отбор газа из пласта, млн. м^3	Расход энергетического газа, млн. м^3	Пластовое давление в зоне дренирования, МПа	Потенциальное содержание C_{5+}, г/м^3 добываемого газа (с учетом энергетического) среднегодовое	Условия сепарации после ДКС–ХСГС		Технологические потери конденсата, г/м^3 добываемого газа (с учетом энергетического)		Добыча конденсата			
									г/м^3 добываемого газа (с учетом энергетического)		тыс. т	
					давление, МПа	температура, °С	всего	в том числе унос C_{5+} с газом сепарации	стабильного	нестабильного	стабильного	нестабильного
1998	2090	500	3,5	42,71	4,0	−15	7,24	7,18	35,47	70,29	91,867	182,06
1999	2030	500	3,45	42,70	4,0	−15	7,38	7,32	35,32	68,64	89,36	173,66
2000	1940	500	3,4	42,32	4,0	−15	7,51	7,45	34,81	66,57	84,937	162,44
2001	2700	200	3,4	50,08	4,0	−15	7,58	7,52	42,5	80,81	123,25	234,37
2002	2690	200	3,4	50,54	4,0	−15	7,64	7,58	42,9	81,25	123,981	234,80
2007	2670	200	3,37	50,14	4,0	−15	8,18	8,11	41,96	74,51	120,425	213,84
2012	2650	200	3,33	49,69	4,0	−15	9,05	8,98	40,64	64,67	115,824	184,33
2017	2630	200	3,3	48,55	4,0	−15	9,85	9,77	38,70	56,24	109,521	159,16
2022	2600	200	3,13	45,57	4,0	−15	10,23	10,14	35,34	48,43	98,952	135,60
2027	2530	200	2,37	50,98	4,0	−15	10,09	10,0	40,89	56,2	111,63	153,42
2032	1570	200	1,85	57,13	4,0	−15	9,94	9,85	47,19	67,1	83,526	118,76
2034	1350	200	1,71	59,68	4,0	−15	9,91	9,82	49,77	71,74	77,143	111,19

7.4.3

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ВУКТЫЛЬСКОГО НГКМ В РЕЖИМЕ ХРАНИЛИЩА-РЕГУЛЯТОРА

Экономическая оценка технологических вариантов доразработки Вуктыльского НГКМ выполнена с целью выбора наиболее эффективной системы эксплуатации, отвечающей критерию максимального экономического эффекта от более полного извлечения из пласта углеводородного сырья.

Прогноз уровней отборов пластового газа и нестабильного конденсата по базовому варианту разработки ВНГКМ на истощение (вариант 1) и по вариантам, предусматривающим закачку сухого тюменского газа в пласт, с учетом сроков эксплуатации месторождения (варианты 2, 3, 4), приведен в табл. 7.6.

Экономические расчеты выполнены по каждому году расчетного периода в текущих ценах на 01.01.91 г. и 01.01.98 г. с использованием соответствующих данному моменту времени исходных данных:

фактических цен на продукцию, затрат на эксплуатацию месторождения, транспорт и переработку углеводородного сырья;

ставок налогов и платежей, предусмотренных действующим законодательством, в местный, республиканский и федеральный бюджеты;

курса доллара США 5,96 руб.

Оценка капитальных затрат на дообустройство Вуктыльского НГКМ по рассматриваемым вариантам выполнена на основании технологической схемы нагнетания газа в пласт.

В составе капитальных вложений учтены затраты на следующее:

строительство дополнительных сетей трубопроводов для закачки сухого тюменского газа в пласт;

реконструкцию УКПГ (оборудование системы разводки закачиваемого в пласт газа, строительство замерных линий для контроля за газоконденсатной характеристикой скважин);

ТАБЛИЦА 7.6

Добыча природного газа и нестабильного конденсата

Показатель	Вариант			
	1	2	3	4
	Период разработки			
	1998–2014 гг.	1998–2024 гг.	1998–2034 гг.	1998–2023 гг.
Давление забрасывания, МПа	1,8	1,7	1,7	1,7
Закачка сухого тюменского газа в пласт, млрд. м^3	0,4	29,97	54,42	28,07
Продукция промысла:				
газ, всего, млрд. м^3	37,88	68,54	95,78	66,13
В том числе:				
вуктыльский	29,26	37,28	45,53	34,74
технологический	8,5	6,3	8,3	6,1
тюменский из пласта	0,12	24,96	41,95	25,29
нестабильный конденсат, всего, млн. т	3,21	5,21	6,27	4,68
В том числе:				
извлеченный в составе пластового газа	3,20	3,29	3,51	2,93
ретроградный	0,01	1,92	2,76	1,75

реконструкцию дожимной компрессорной станции.

Суммарные инвестиционные издержки по рассматриваемым вариантам следующие:

Вариант	Цены 1991 г., млн. руб.	Цены на 01.01.98 г., млн. руб.	В долларовом эквиваленте, млн. долл. США
1	0,5	5,3	0,9
2	10,2	104,4	17,5
3	10,2	104,4	17,5
4	5,2	53,3	9,0

Текущие расходы определены по следующим составляющим затрат:

на добычу углеводородного сырья;

на транспорт природного газа и нестабильного конденсата от Вуктыльского месторождения до Сосногорского ГПЗ;

на переработку углеводородного сырья на СГПЗ;

на транспорт товарного газа до потребителей.

Виды и объемы продукции переработки углеводородного сырья на Сосногорском ГПЗ по рассматриваемым вариантам определены с учетом состава природного газа и нестабильного конденсата, существующих и проектируемых технологий.

Прогноз получения продуктов переработки природного газа и нестабильного конденсата по рассматриваемым вариантам приведен в табл. 7.7.

Исследования текущего состояния и перспектив рынка сбыта сжиженных углеводородов показали, что реализация СПБТ и ПА возможна на внутреннем рынке (северные территории – Республика Коми, Карелия, Архангельская, Вологодская, Мурманская области) и внешнем (Польша) рынке.

Перспективной программой по переводу автомобильного транспорта на сжиженный газ потребность в автомобильном пропане по Северному региону определена на уровне 10 тыс. т/год. Основной объем ПА (более 90 %) предполагается экспортировать в Польшу. Маркетинговые исследования

ТАБЛИЦА 7.7

Виды и объемы продукции переработки углеводородного сырья

Показатель	Единицы измерения	Вариант			
		1	2	3	4
Продукция переработки газа:					
газ отбензиненный	млрд. $м^3$	33,8	63,5	90,3	61,2
СПБТ	млн. т	1,46	2,47	3,09	2,29
ПА	млн. т	1,09	1,92	2,43	1,77
стабильный конденсат	млн. т	0,24	0,52	0,82	0,51
Продукция переработки конденсата:					
стабильный конденсат	млн. т	1,66	3,06	3,98	2,83
СПБТ	млн. т	1,17	1,64	1,74	1,41
газ стабилизации	млрд. $м^3$	0,40	0,55	0,59	0,47
Всего продукции:					
газ сухой	млрд. $м^3$	34,20	64,05	90,89	61,67
в том числе вуктыльский	млрд. $м^3$	28,36	35,58	43,27	33,13
стабильный конденсат	млн. т	1,90	3,58	4,80	3,34
СПБТ	млн. т	2,63	4,11	4,83	3,70
ПА	млн. т	1,09	1,92	2,43	1,77

рынка сбыта смеси пропан-бутана показали возможность реализации СПБТ на Северной территории в объеме 120–130 тыс. т/год, на внешнем рынке – 50–55 тыс. т/год.

Реализация стабильного конденсата принята по сложившейся схеме: внутренний рынок – 50 %, внешний рынок – 50 %.

Отбензиненный газ предполагается реализовать газораспределительным организациям Республики Коми, Архангельской и Вологодской областей.

При расчете дохода от реализации продукции Сосногорского ГПЗ цены предприятия (EXW) приняты без учета транспортных и таможенных расходов по экспорту продукции, акциза и налога на добавленную стоимость (табл. 7.8).

Для экономической оценки эффективности технологических вариантов эксплуатации Вуктыльского НГКМ использованы следующие основные показатели:

капитальные вложения в дообустройство месторождения;

эксплуатационные расходы на добычу, транспорт и переработку углеводородного сырья;

выручка от реализации продукции переработки;

прибыль от реализации;

поток денежной наличности;

дисконтированный поток денежной наличности (k = 10 %).

В качестве критерия эффективности при выборе рекомендуемого варианта из рассмотренных принят накопленный денежный поток и дисконтированный ДП.

Сопоставление основных интегральных показателей вариантов разработки ВНГКМ по четырем расчетным схемам за проектный период приведено в табл. 7.9 и на рис. 7.3, 7.4.

Из результатов оценки видно, что показатели эффективности по технологическим вариантам 2, 3, 4 значительно улучшаются при рассмотрении Вуктыльского месторождения как объекта единой системы газоснабжения (с точки зрения ОАО "Газпром" и функционированиия ПХГ). Варианты, предусматривающие закачку газа в пласт, характеризуются высокой экономической эффективностью, при этом реализация варианта 3 обеспечит наибольший денежный поток 5009 млн. руб. (вторая расчетная схема).

Из расчетов следует, что среди рассмотренных четырех вариантов эксплуатации Вуктыльского НГКМ вариант 3, предусматривающий сезонную закачку сухого тюменского газа в течение 20 лет, является предпочтительным

ТАБЛИЦА 7.8

Цены предприятия на продукцию переработки углеводородного сырья

Показатель	Единица измерения	Значение	Показатель	Единица измерения	Значение
Товарный газ, реализуемый "Горгазам" (без акциза):			СПБТ:		
			внутренний рынок	руб/т	390
Республики Коми	руб/1000 м^3	171,5	внешний рынок	долл/т	95
Архангельской области	руб/1000 м^3	184,8	Пропан автомобильный:		
Вологодской области	руб/1000 м^3	189,0			
Конденсат стабильный:			внутренний рынок	руб/т	390
внутренний рынок	руб/т	600	внешний рынок	долл/т	135
внешний рынок	долл/т	105			

ТАБЛИЦА 7.9

Интегральные показатели эффективности разработки Вуктыльского НГКМ, млн. руб.

Показатели	Вариант			
	1	2	3	4
	ê‡ô˜ÂÚÌ‡ü ÒxÂÏ‡ 1			
Выручка от реализации	8 146	12 863	16 176	11 810
Капитальные вложения□	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 462	9 757	13 613	9 281
Чистый доход	2 120	2 277	2 028	1 980
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 133	883	859	765
	ê‡ô˜ÂÚÌ‡ü ÒxÂÏ‡ 2			
Выручка от реализации	8 165	16 314	22 208	15 479
Капитальные вложения	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 469	10 663	15 050	10 178
Чистый доход	2 127	4 040	5 009	3 792
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 140	1 357	1 320	1 305
	ê‡ô˜ÂÚÌ‡ü ÒxÂÏ‡ 3			
Выручка от реализации	8 146	14 099	20 403	12 970
Капитальные вложения	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 462	9 968	14 357	9 457
Чистый доход	2 120	3 059	4 293	2 618
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 133	996	1 080	861
	ê‡ô˜ÂÚÌ‡ü ÒxÂÏ‡ 4			
Выручка от реализации	8 146	14 558	18 425	13 882
Капитальные вложения	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 462	10 045	13 894	9 612
Чистый доход	2 120	3 306	3 304	3 108
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 133	1 053	940	985

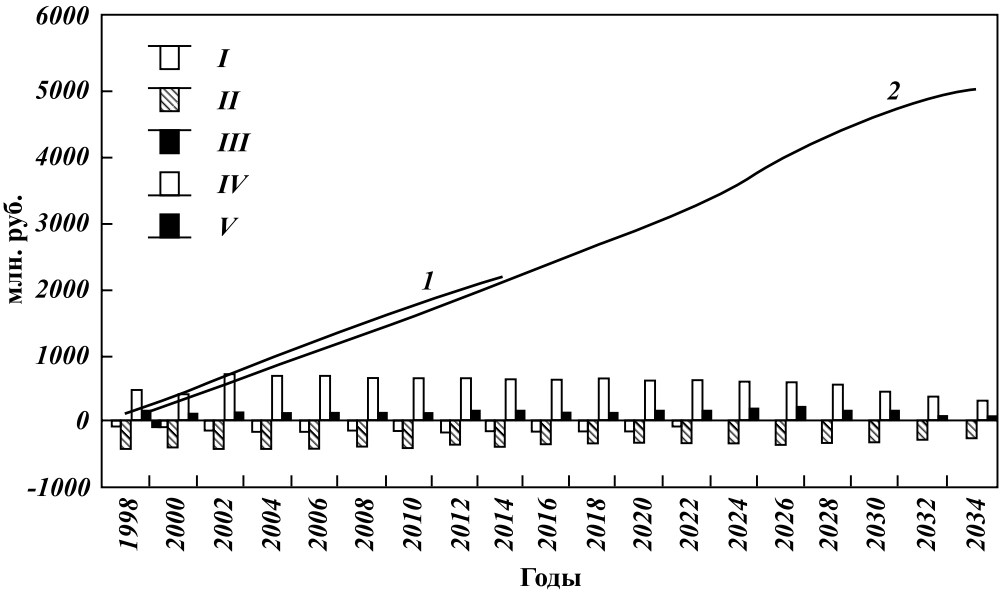

Рис. 7.3. Динамика основных экономических показателей проекта. Вариант 3 (расчетная схема 2): I – затраты на тюменский газ; II – текущие затраты; III – капитальные затраты; IV – выручка; V – ДП; 1 – ДП нарастающим итогом (вариант 1); 2 – ДП нарастающим итогом (вариант 3)

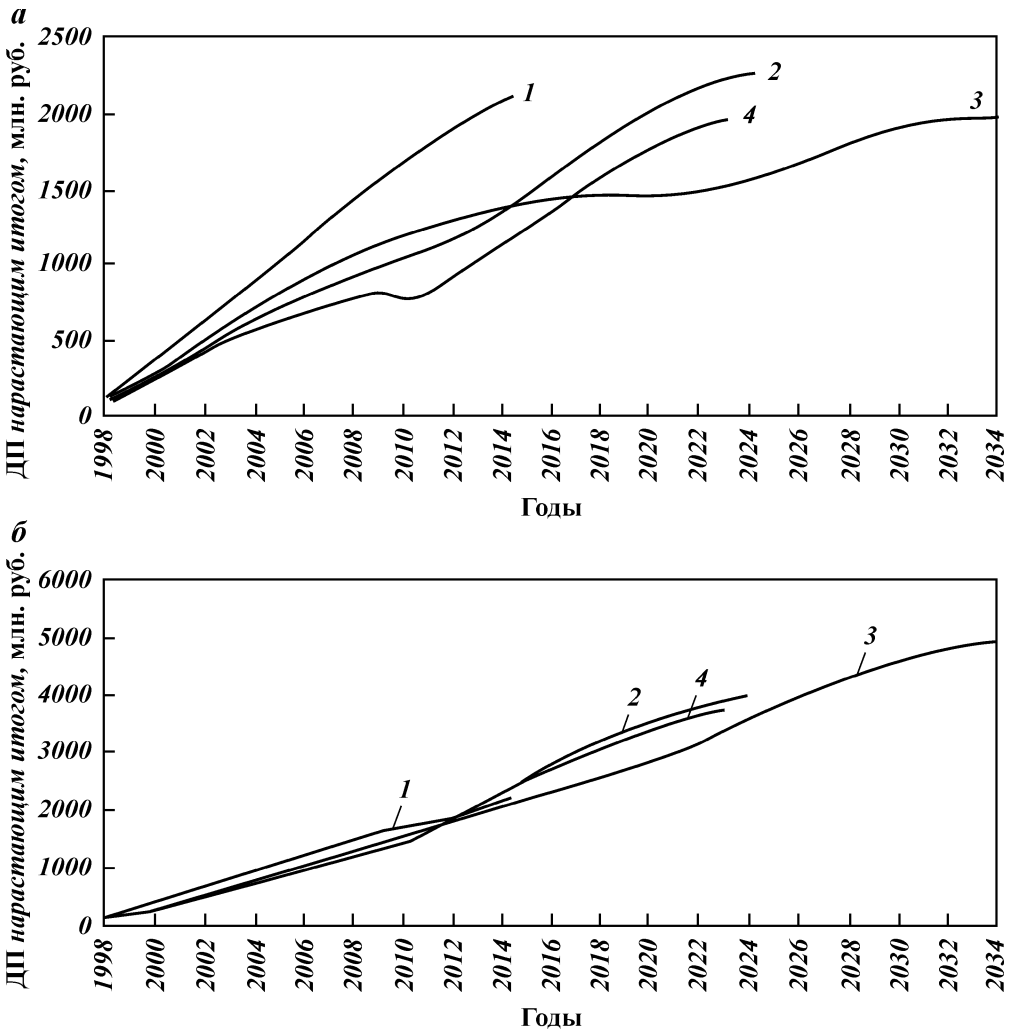

Рис. 7.4. Динамика накопленного денежного потока по вариантам:
‡ – расчетная схема 1; · – расчетная схема 2; 1–4 – варианты расчета

по величине аккумулированного потока денежных средств и может быть рекомендован к реализации.

Основные технико-экономические показатели разработки Вуктыльского НГКМ по рекомендуемому варианту 3 при второй расчетной схеме приведены в табл. 7.10.

Проведенная экономическая оценка вариантов разработки Вуктыльского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

разработка ВНГКМ с закачкой сухого тюменского газа в пласт достаточно эффективна;

наиболее предпочтителен из рассматриваемых вариантов вариант 3;

эксплуатация месторождения по варианту 3 при привлечении 104,4 млн. руб. капитальных вложений и закачке в пласт 54,4 млрд. м^3 тюменского газа

ТАБЛИЦА 7.10

Технико-экономические показатели разработки Вуктыльского НГКМ по варианту 3 (расчетная схема 2)

Показатели	Единица измерения	Значение за расчетный период 1998–2034 гг.
Продолжительность разработки месторождения	лет	37
Продолжительность закачки тюменского газа в пласт	лет	20
Закачка сухого газа в пласт	млрд. $м^3$	54,4
Отбор газа, всего		95,8
В том числе:		
вуктыльского	млрд. $м^3$	45,5
технологического	млрд. $м^3$	8,3
тюменского из пласта	млрд. $м^3$	42,0
Добыча нестабильного конденсата, всего	млн. т	6,3
В том числе:		
извлеченного в составе пластового газа	млн. т	3,5
ретроградного	млн. т	2,8
Фонд скважин, всего	ед.	180
В том числе:		
добывающих	ед.	103
нагнетательных	ед.	56
Продукция переработки углеводородного сырья на СГПЗ:		
газ сухой	млрд. $м^3$	90,9
из него вуктыльский	млрд. $м^3$	43,3
стабильный конденсат	млн. т	4,8
СПБТ	млн. т	4,8
пропан автомобильный	млн. т	2,4
Капитальные затраты	млн. руб.	104,4
Выручка от реализации	млн. руб.	22 208
Текущие затраты	млн. руб.	15 050
Чистый доход	млн. руб.	5 009

обеспечит в сравнении с вариантом разработки на истощение дополнительный отбор 57,9 млрд. $м^3$ газа (с учетом добычи закачанного газа) и 3,1 млн. т нестабильного конденсата (с учетом ретроградного конденсата), увеличение чистой дополнительной наличности на 2882 млн. руб. (вторая расчетная схема);

освобождение от платежей за пользование недрами, отчислений на восстановление материально-сырьевой базы и акцизного сбора обеспечит увеличение денежного потока на 15 % (вторая расчетная схема), дисконтированного потока денежной наличности – на 20 %.

7.5

ПРОГРАММА НАУЧНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ РАБОТ ПО ПЕРЕВОДУ ГКМ В РЕЖИМ РЕГУЛЯТОРА И ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА В НОВОМ КАЧЕСТВЕ

Хранилище-регулятор на базе действующего газоконденсатного месторождения создается впервые не только в отечественной, но и в мировой газопромысловой практике. Естественно поэтому, что важным компонентом комплекса мероприятий при организации и эксплуатации объекта должны быть научно-исследовательские работы.

Перечислим лишь основные из этих работ, которые предполагается выполнить на первом этапе создания хранилища-регулятора на Вуктыльском месторождении. Часть их будет продолжена и в последующие годы.

1. Комплексный промысловый контроль за процессом закачки газа и отбора продукции путем выполнения на скважинах газогидродинамических, газоконденсатных, геохимических, гидрогеологических исследований. Будет вестись анализ характера водопроявлений при эксплуатации объекта для прогнозирования динамики обводнения продуктивного пласта.

2. Работы по совершенствованию комплексного контроля для создания перспективной рациональной системы контроля за объектом, эксплуатируемым в режиме хранилища-регулятора.

3. Анализ динамики геолого-промысловых и технологических параметров для контроля и прогнозирования развития процесса извлечения из пласта остаточных запасов углеводородов, а также для обоснования рекомендаций по управлению процессом в виде регламентирующих нормативных документов.

4. Обоснование рекомендаций по оптимизации системы сбора и подготовки добываемой продукции с учетом изменяющегося ее состава вследствие неравномерности и увеличения степени охвата залежи нагнетаемым агентом.

5. Построение уточненной геологической емкостно-фильтрационной модели объекта с использованием современных методов исследований, включая методы космического структурометрирования.

6. Создание и адаптация постоянно действующей геолого-математической модели объекта для оптимизации процессов нагнетания и отбора. Модель будет воспроизводить условия трехмерной трехфазной фильтрации флюидов.

7. Моделирование технологических режимов эксплуатации залежи в условиях переменного давления и при больших объемах хранения газа. Будут выполнены экспериментальные и аналитические исследования термогидродинамического поведения пластовой системы при эксплуатации залежи в режиме переменного давления. Будут также выполнены исследования, в том числе промысловые, по динамике технологических характеристик скважин, работающих в условиях переменного давления. По результатам исследований будет сделан прогноз параметров работы скважин на длительную перспективу и обоснованы рекомендации по технологии эксплуатации скважин.

8. Обоснование рекомендаций по корректированию схемы эксплуатации месторождения в режиме хранилища-регулятора. Будут также подготовлены технико-экономические соображения по эксплуатации месторождения с повышенными объемами хранящегося в пласте газа и при повышенных до 4–8 и 8–12 МПа рабочих давлениях.

9. Создание алгоритма экономической оценки инвестиционного проекта с использованием вторичных методов и технологий добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

10. Обоснование критериев применения технологии повышения углеводородоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений.

Результаты предполагаемых научно-исследовательских работ будут иметь значение, которое трудно переоценить. Они, безусловно, будут широко использоваться в газодобывающей отрасли для повышения эффективности разработки месторождений природных газов.