

# 4

## Динамика развития отечественной газодобывающей промышленности в ближайшие десятилетия

Динамика развития отечественной газодобывающей промышленности в ближайшие десятилетия будет во многом определяться темпами отбора газа из таких крупных газовых месторождений, как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Вынгапуровское. В недрах этих объектов содержится около 70 % запасов углеводородного газа Российской Федерации, а объемы текущей добычи превышают 90 % отечественного производства газа [43].

По своим размерам, запасам углеводородов и другим параметрам эти месторождения уникальны. Естественно поэтому, что их разработка характеризуется особенностями, присущими только этим объектам.

Авторы в течение многих лет принимали самое непосредственное участие в обосновании систем разработки и эксплуатации крупных газовых месторождений Крайнего Севера России. Совместная работа таких специалистов, как О.Ф. Андреев, С.Н. Бузинов, П.А. Гереш, Г.А. Зотов, В.Н. Маслов, Е.М. Нанивский, В.В. Ремизов, Н.Г. Степанов, П.Г. Цыбульский, Л.С. Чугунов, П.Т. Шмыгля и многих других, включая авторов монографии, была для всех настоящей школой.

Излагая материалы, относящиеся к особенностям разработки месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, авторы прекрасно осознают, что выступают в качестве участников колоссальной работы, выполненной большим коллективом.

### 4.1

#### Газовое месторождение Медвежье

Газовое месторождение Медвежье находится на севере Западно-Сибирской равнины, в междуречье рек Надым и Пур и простирается в субмеридиональном направлении на юг от юго-восточной границы Обской губы (рис. 4.1). В административном отношении оно расположено на севере Тюменской области на территории Ямало-Ненецкого национального округа.

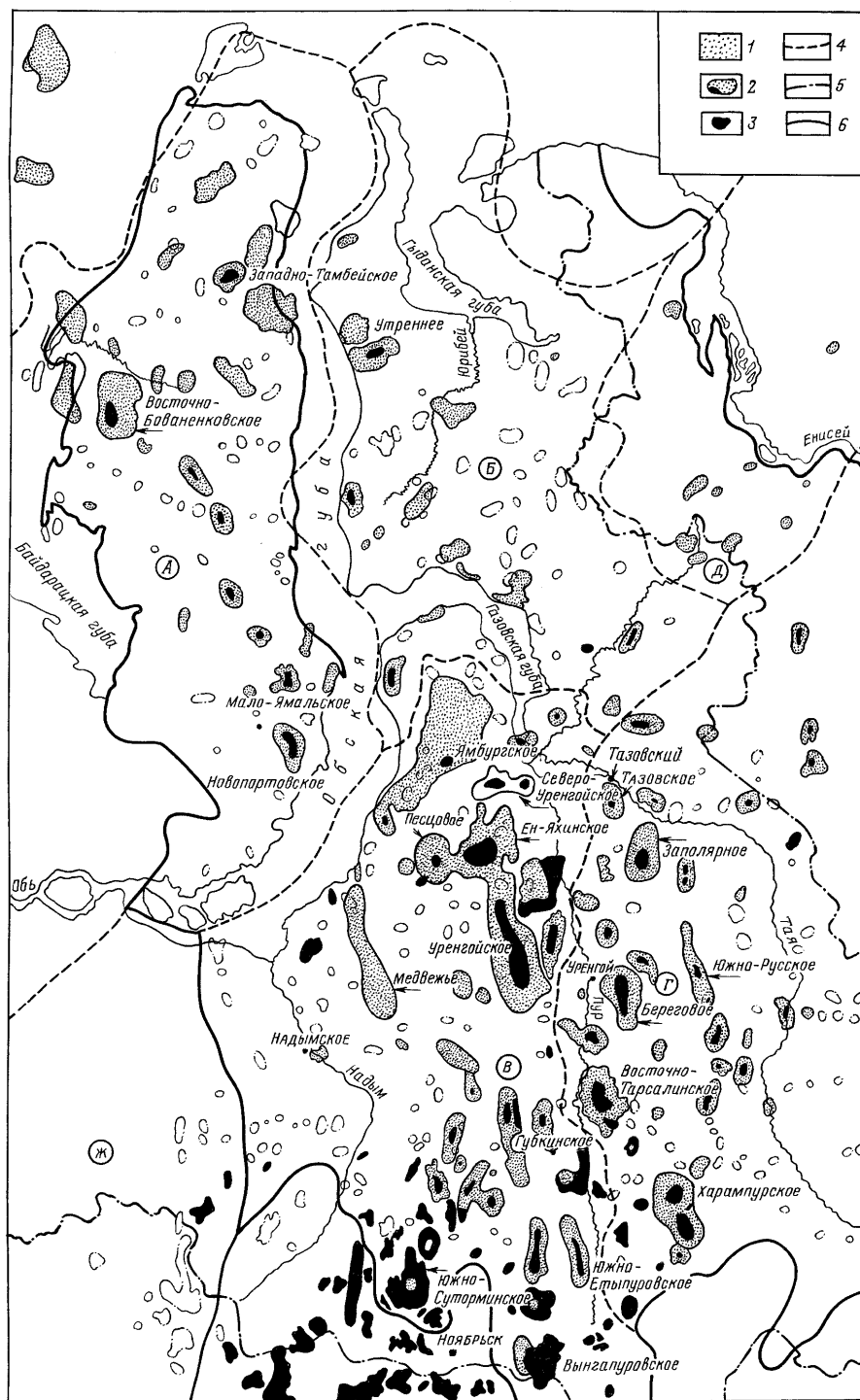


Рис. 4.1. Обзорная карта месторождений севера Тюменской области

Площадь месторождения находится в зоне развития многолетней мерзлоты. Глубина промерзания пород на участке Надым – Правая Хетта достигает 200–250 м. Нижняя граница вечной мерзлоты на северо-востоке достигает 400 м.

Поисковые сейсморазведочные работы на территории Ненецкого свода с целью поиска локальных структур и подготовка их к разведочному бурению начались с 1963–1964 гг. В результате этих исследований была оконтурена Ныдинская структура, а к югу от нее наметилось новое Медвежье поднятие, которые последующими сейсмическими исследованиями в 1963–1967 гг. были подготовлены к поисково-разведочному бурению.

Бурением глубокой скважины 2-н в присводовой части Ныдинского поднятия начаты в 1966 г. поисковые работы на месторождении. При опробовании двух горизонтов в отложениях валанжин-готерива были получены слабые притоки пластовых вод. При испытании сеноманских отложений получен приток газа, дебит которого составил примерно 2–2,5 млн. м<sup>3</sup>/сут. Исследований на режимах, ввиду аварийного состояния скважины, не производилось.

В 1967 г. начато бурение поисковой скважины 1-м на Медвеьем поднятии, подтвердившей газоносность сеноманских отложений собственно Медвежьей структуры.

Интенсивное разведочное бурение проводилось на месторождении в 1968 г. К концу года были пробурены три скважины, позволившие предположить возможность слияния Ныдинского и Медвежьего поднятий в единое месторождение. В первой половине 1969 г. разбуривалась в основном южная часть Медвежьего поднятия. В дальнейшем на месторождении пробурены глубокие разведочные скважины для оценки перспектив нефтегазоносности неокомских и юрских отложений, которые не подтвердились.

С 1971 г. месторождение введено в эксплуатацию.

## **4.1.1**

### **ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

#### **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и метаморфизованными породами палеозойского фундамента. Только в разрезах глубоких разведочных скважин вскрыты нижнемеловые и частично юрские отложения на максимальной глубине 4024 м (скв. 30).

Охарактеризованность керновым материалом крайне неравномерная, и сравнительно хорошо изучена только сеноманская продуктивная толща.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы месторождение Медвежье находится в пределах структуры первого порядка – Медвежьего мегавала. Мегавал имеет меридиональное простирание, его длина 180 км, ширина 25–50 км.

На севере мегавал отделяется седловиной от Харвутинского вала и граничит с Танловской впадиной, на востоке с Нарутинской впадиной и на за-

паде – с Нижне-Надымской впадиной. В пределах мегавала выделяются (с севера на юг): Ныдинское куполовидное поднятие (КП), Медвежий мегавал, Западно-Пангодинский структурный нос, осложненные структурами третьего порядка.

По отражающему горизонту “Б” Ныдинское КП оконтуривается изогипсой минус 3300 м и имеет размеры 17,5 × 12,5 км, амплитуду 250 м. Свод поднятия осложнен двумя вершинами. Медвежий вал оконтуривается изогипсой минус 3300 м, размеры его 40 × 90 км, амплитуда 250 м. Сводовая часть осложнена тремя вершинами на разных гипсометрических уровнях. Седловина, разделяющая эти структуры, имеет широтное простирание при глубине около 50 м.

По структурной карте отражающего горизонта “Г” Ныдинское поднятие и Медвежий вал оконтуриваются изогипсой минус 1100 м. Размеры Ныдинского поднятия по данной изогипсе – 37 × 15 км, амплитуда 150 м; размеры Медвежьего вала – 20 × 80 км, амплитуда 100 м.

По кровле сеноманских отложений Медвежий вал и Ныдинское куполовидное поднятие оконтуриваются изогипсой минус 1150 м, при этом их общая длина достигает 120 км, ширина – 26 км. Амплитуда Медвежьего вала равна 175 м, а Ныдинского поднятия 125 м. Восточное крыло их крутое (до 2°) по сравнению с западным (0° 30′). Медвежий вал осложнен тремя поднятиями: северным, центральным и южным.

Данные эксплуатационного бурения существенно уточнили структурный план месторождения. Наибольшие уточнения внесены в результате бурения скважин в пределах северного поднятия (район скв. 11).

По новым данным бурения, конфигурация структурной поверхности по кровле сеноманской продуктивной толщи оказалась более сложной, чем по данным разведочного бурения.

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются три нефтегазоносных комплекса: юрский, неоком-аптский и апт-сеноманский. Основные запасы газа приурочены к сеноманским отложениям, которые являются объектом разработки.

Кровля сеноманской продуктивной толщи вскрыта на абсолютных глубинах 979,9–1130,4 м и контролируется отложениями глин (покрышкой) турон-палеогенового возраста с толщинами до 500 м. Продуктивная толща сеномана представлена песчаниками, алевролитами и глинами, которые выклиниваются, фациально замещаются на различных расстояниях. Толщина пропластков и пластов-коллекторов составляет 0,4–28 м. Наибольшее распространение имеют коллекторы от 2 до 4 м. Толщины глин и заглинизированных пород изменяются от 0,4 до 25 м.

Таким образом, продуктивная толща Медвежьего месторождения расчленяется на ряд мезоциклитов, циклитов, продуктивных пачек. Сверху вниз это песчано-алевритовая, песчаная и песчано-алевритовая пачки. В своих верхних частях пачки имеют алеврито-глинистые пласты, неоднородные и прерывистые по площади и разрезу. Поэтому макро- и микронеоднородность, расчлененность и прерывистость геологических тел, слагающих пачки, определяют в целом газодинамическую, но не гидродинамическую связанность коллекторов в залежи. Блочная или пачечная модель-схема геологического строения отвечает пластово-массивному типу залежей.

Содержание коллекторов в газонасыщенной части разреза колеблется от 17 до 90 %, составляя в среднем для залежи 70 %. В результате эксплуатационного бурения было установлено значительное сокращение содержания

коллекторов в зонах микропрогибов и структурных заливов на крыльях. В этих зонах эффективные газонасыщенные толщины составили 30–50 м вместо ожидаемых 60–70 м. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется от 3,6 до 126,0 м в пределах южного купола, от 14,0 до 96,4 м на центральном куполе, от 14,6 до 99,4 м на северном куполе, от 7,0 до 97,4 м на Ныдинском куполе.

Залежь газа является пластово-массивной, по всей площади подстилается подошвенной водой. ГВК отбит на абсолютных отметках от 1227,6 до 1141,2 м и постепенно погружается с юга на север.

В пределах Медвежьего вала ГВК наклонен в основном в пределах отметок от 1227,6 до 1133,8 м, а на Ныдинском поднятии от 1136,6 до 1141,2 м. Данные эксплуатационного бурения подтвердили ранее установленный наклон ГВК в северном направлении.

Высота залежи в пределах южного, среднего и северного куполов Медвежьего вала равна 155 и 122 м, а высота Ныдинского поднятия 125 м. Залежь имеет следующие размеры: длина 116 км, ширина до 26 км, площадь газоносности 1993,3 км<sup>2</sup>.

При испытании разведочных скважин из продуктивной толщи сеномана получены промышленные притоки газа от 541 до 1490 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 25,4–31,7-мм штуцер при депрессиях 0,19–3,68 МПа (1,95–37,5 кгс/см<sup>2</sup>).

Начальный дебит эксплуатационных скважин 519–1500 тыс. м<sup>3</sup>.

#### ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА

Коллекторами газа являются пески, песчаники с глинистым цементом, а также крупно- и среднезернистые алевриты. Коллекторские свойства песчано-алевритовых пород высокие. Определение пористости проведено на 1091 образце, из них на 534 – из газонасыщенной части разреза.

Наиболее часто встречаются значения пористости 25–35 %. Среднее значение пористости по керну составило 28,8 %. Проницаемость определена на 569 образцах, в том числе на 273 – из газонасыщенной части. Изменяется проницаемость от 10<sup>-15</sup> до порядка 10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность определена на 535 образцах.

Коллекторские свойства зависят от гранулометрической характеристики. Так, открытая пористость песчаников изменяется от 33,9 до 38,4 %, проницаемость составляет (0,8–3,1)·10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 8,1–23,5 %.

Открытая пористость алевритов составляет 20,1–36,3 %; проницаемость (0,6–118)·10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>; остаточная водонасыщенность 19,9–92,5 %.

В неотсортированных породах открытая пористость равна 22,1–37,6 %, проницаемость (0,0046–2,305)·10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность 14,4–87,4 %.

Фильтрационно-емкостные параметры определены по материалам геофизических исследований скважин.

По ГИС коэффициент пористости, определенный по уравнению регрессии вида  $k_n = f(p_0)$ , составил 30,2 %.

Газонасыщенность по ГИС определена по зависимости  $\lg W_b = f(\lg R_n)$ , построенной по данным керна, отобранного в скв. 110 Уренгойского месторождения и скв. 41 Ямбургского.

Средневзвешенное значение коэффициента газонасыщенности составило 70,5 %.

Проницаемость определена по установленной универсальной зависимости Требина – Ханина –  $\lg k_{\text{пр}} = g(k_{\text{пэф}})$ . Средневзвешенное значение проницаемости по месторождению составило  $0,6 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Продуктивная толща имеет неоднородное строение как по площади, так и по разрезу.

Для характеристики неоднородности использованы следующие показатели:

- 1) коэффициент относительной песчаности;
- 2) коэффициент расчлененности;
- 3) общая и эффективная толщина;
- 4) коэффициент проницаемости.

Коэффициент относительной песчаности ( $K_{\text{пес}}$ ) представляет собой отношение эффективной толщины, выделенной в разрезе данной скважины, к ее общей толщине. Значение  $K_{\text{пес}}$  по площади изменяется от 0,3 до 0,9. Высокие значения параметра приурочены к сводовым участкам залежи. В песчано-алевритовых породах при значении  $K_{\text{пес}}$  более 0,5 высока вероятность наличия газодинамической связи между пластами.

Коэффициент расчлененности ( $K_{\text{р}}$ ) определяются путем деления суммы числа проницаемых прослоев на эффективную толщину.  $K_{\text{р}}$  изменяется от 0,8 до 8,9. По данному параметру наиболее неоднородна зона размещения скважин УКПГ-2, 7 и 9.

В целом же сеноманская продуктивная толща Медвежьего месторождения представляет собой единую газогидродинамическую систему, которая характеризуется неповсеместным распространением проницаемых пластов по площади и частым расчленением их на ряд пропластков.

## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Сведения о подземных водах юрских и меловых отложений получены на месторождении в результате опробования 53 водных, водогазовых и водонефтяных объектов в 17 глубоких разведочных и 6 пьезометрических скважинах. В двух скважинах испытаны объекты в верхнепалеоценовых осадках. 105 скважин пробурены с целью изучения и использования подземных вод олигоцен-четвертичных отложений.

В разрезе осадочного чехла месторождения вскрыты два мощных водонапорных комплекса: верхневаланжин-барремский и апт-сеноманский, перекрытые регионально-выдержанным турон-палеогеновым водоупором мощностью до 670 м, над которым залегает олигоцен-четвертичный водоносный комплекс.

Верхневаланжин-барремский водоносный комплекс приурочен к отложениям тюменской свиты, представленным песчаниками и алевритами, чередующимися с аргиллитами. Вскрытая толщина комплекса достигает 538 м. При опробовании вод данного комплекса дебиты скважин составили 0,4–2 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 805–2278 м. Пластовые давления воды соответствуют гидростатическому. Пластовое давление воды, рассчитанное для скв. 36 на глубине 3320 м, равно 31,82 МПа. Пластовые температуры вод изменяются от 96 до 116,5 °С. Воды по химическому составу хлоридно-натриевые двух типов. В южной части месторождения (особенно на

Медвежьем поднятии) получены воды преимущественно хлор-кальциевого типа с минерализацией 36,8 г/л. Концентрация йода 2,5 мг/л, брома 74,2 мг/л и бора до 3 мг/л. На севере месторождения (Ныдинское поднятие) воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 5,5–11,5 г/л. Концентрация йода до 3,3 мг/л, брома до 13,9 мг/л и бора до 1,8 мг/л. Газонасыщенность достигает 2600 см<sup>3</sup>/л.

Верхневаланжин-барремский комплекс перекрывается верхнеюрско-валанжинским водоупором, в состав которого входят отложения абалакской, баженовской и сортымской свит общей толщиной 438–807 м.

Гидрохимический разрез апт-сеноманской толщи (тангаловской и покурской свит) на газовых месторождениях Западной Сибири практически однороден. Толщина апт-сеноманского водоносного комплекса на месторождении изменяется от 1513 до 1660 м. При опробовании водоносных горизонтов, залегающих в нижней части комплекса, дебиты скважин составили 2–134 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 160–1808 м. Средние пластовые температуры изменяются от 63 до 82 °С на Медвежьем валу и от 57 до 74 °С на Ныдинском поднятии. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 7,0–15,6 г/л. Концентрация йода 1,7–16,5 мг/л, брома 13,3–40 мг/л и бора 2,5–12,4 мг/л. Газонасыщенность достигает 3500 см<sup>3</sup>/л. В составе растворенного газа преобладает метан (до 96 % объема). В верхней части комплекса опробованы водоносные отложения аптского и сеноманского горизонтов.

Из аптских отложений при испытании пьезометрической скв. 36 получена хлоридная натриевая вода (хлоркальциевого типа) с минерализацией 20,4 г/л и концентрациями йода, брома и бора, равными соответственно 16,2, 63,4 и 5,0 мг/л. Газонасыщенность вод составила 2000 см<sup>3</sup>/л.

Результаты определений по керну свидетельствуют, что водонасыщенные коллекторы, так же как и газонасыщенные, характеризуются высокими фильтративно-емкостными свойствами:  $k_{\text{п}}$  достигает 36,6 %,  $k_{\text{пр}} = 2,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Подошвенные воды залежи опробованы в 16 скважинах. Дебиты вод составили 21–214 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 65–606 м. Начальные статические уровни воды отбиты в скв. 6 и 15 на глубинах соответственно 1236,6 и 1246,1 м. Соответствующие им замеренные пластовые давления равны 11,53 и 11,51 МПа. Пластовые температуры вод составляют 33–37 °С на Медвежьем валу и 30–33 °С на Ныдинском поднятии. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 16,6–21,2 г/л. Концентрация йода 12,6–29,9 мг/л, брома 36,6–68,95 мг/л. Газонасыщенность подземных вод сеноманского горизонта, рассчитанная исходя из начального пластового давления в залежи (11,53 МПа) и условия предельного насыщения их растворенным газом в приконтактной зоне с залежью, составила 1970 см<sup>3</sup>/л на Медвежьем поднятии и 2060 см<sup>3</sup>/л на Ныдинском поднятии. Сеноманский водоносный горизонт имеет значительную толщину и прослеживается на сотни километров. Все это обуславливает упруговодонапорный режим разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения.

В разрезе турон-палеогенового флюидоупора выделяется верхнепалеогеновый водонапорный горизонт, включающий преимущественно песчаные отложения верхнетибейсалинской подсвиты толщиной 127–190 м. При опробовании верхнепалеогенового горизонта в скв. 7 был получен приток воды дебитом 22 м<sup>3</sup>/сут. Химический состав воды хлоридно-натриевый, минерализация 2,3 мг/л. Концентрации йода, брома и бора составляют соответственно 0,84; 4,4 и 0,3 мг/л.

Верхнепалеоценовый горизонт перекрывается палеогеновым водоупором, сложенным глинистыми и кремнистыми породами верхней части верхнетибейсалинской подсвиты, люлинворской и чеганской свит общей толщиной до 200 м.

Самый верхний олигоцен-четвертичный водоносный комплекс расположен в зоне многолетней мерзлоты. При опробовании подземных вод межмерзлотных горизонтов дебиты скважин составили 5–2195 м<sup>3</sup>/сут при  $H_d$  от 2 до 64 м. Воды по химическому составу преимущественно гидрокарбонатные кальциевые, магниевые и натриевые с минерализацией 0,02–0,51 г/л. Они используются в основном для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

#### СОСТАВ ГАЗА

По данным анализов, химический состав газа сеноманской продуктивной толщи сходен с газами аналогичных месторождений севера Тюменской области. Газ имеет метановый состав (содержание метана 97,37–99,68 %) с очень незначительным содержанием тяжелых углеводородов (0,08–0,096 %), причем эти значения приходятся целиком на долю этана, так как пропан и более высокие гомологи отсутствуют. Содержание азота 0,08–1,2 %, углекислого газа 0,02–0,68 %, гелия 0,005–0,21 % и аргона 0,68–1,92 %. Сероводород в газе не обнаружен. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,56. Низшая теплотворная способность колеблется в пределах 7837–8019 ккал.

Специальных газоконденсатных исследований в сеноманских отложениях не проводилось.

## 4.1.2

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНОВА ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

#### АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Объем и виды геолого-промысловых исследований скважин на Медвежем месторождении определяются состоянием его изученности. В настоящее время в условиях падающей добычи основная задача исследований заключается в получении комплекса данных для анализа текущего состояния разработки, определения фильтрационных коэффициентов, продуктивных характеристик скважин и добывных возможностей залежи в целом.

Исходя из этого на месторождении проводят:

- 1) газодинамические исследования;
- 2) замеры статических и межколонных давлений;
- 3) исследования на продуктивность при стационарных режимах фильтрации;
- 4) исследования на вынос механических примесей и воды;
- 5) определение профиля притока и текущего положения забоев.

Для контроля за изменением пластового давления ежеквартально замеряют статические давления на устьях простаивающих эксплуатационных и наблюдательных скважин, перфорированных в газовой среде. Пластовые давления рассчитываются на середину интервала перфорации.



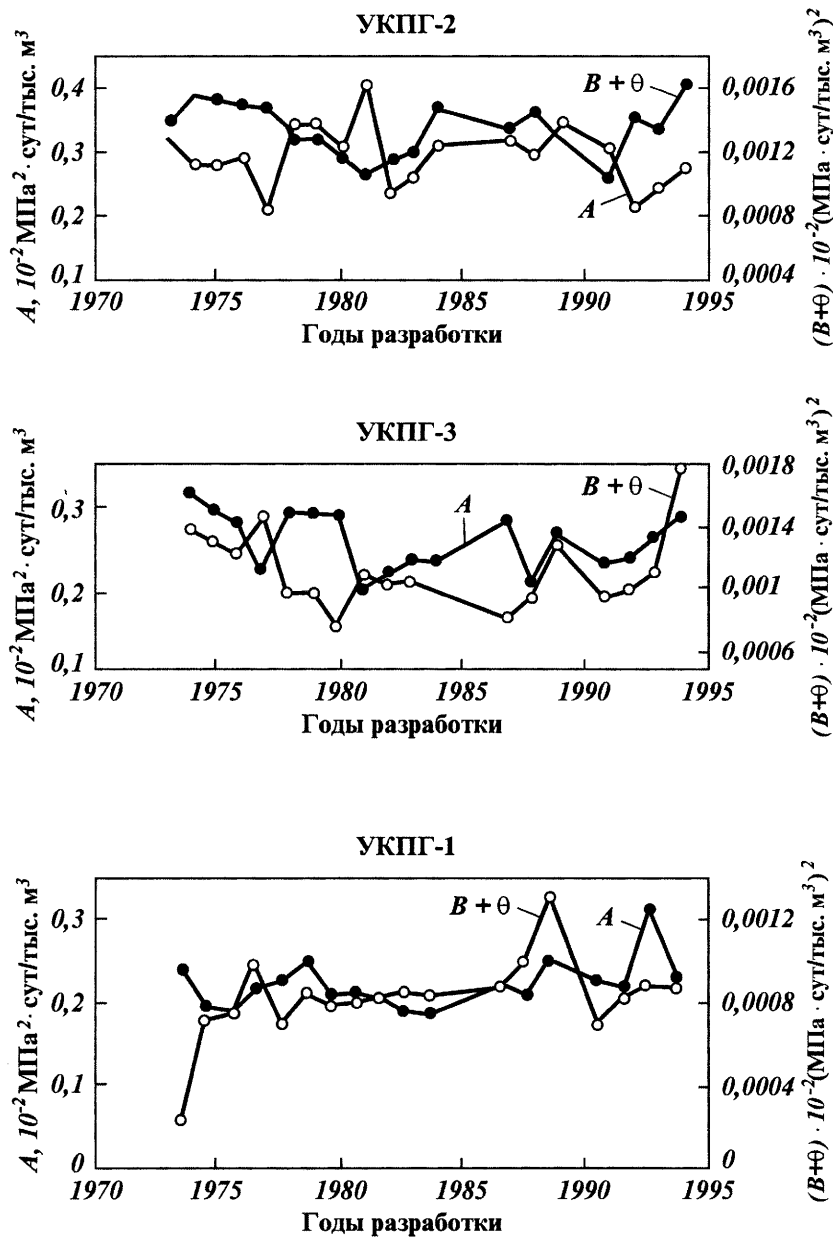


Рис. 4.2. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-1–3)

За 1994 г. проведено 460 газодинамических исследований, в том числе на стационарных режимах фильтрации с использованием ДИКТа – 132 исследования.

По результатам этих исследований уточнены текущие значения фильтрационных коэффициентов. Характер их изменения во времени (рис. 4.2–4.5) показывает, что фильтрационные коэффициенты среднерасчетной сква-

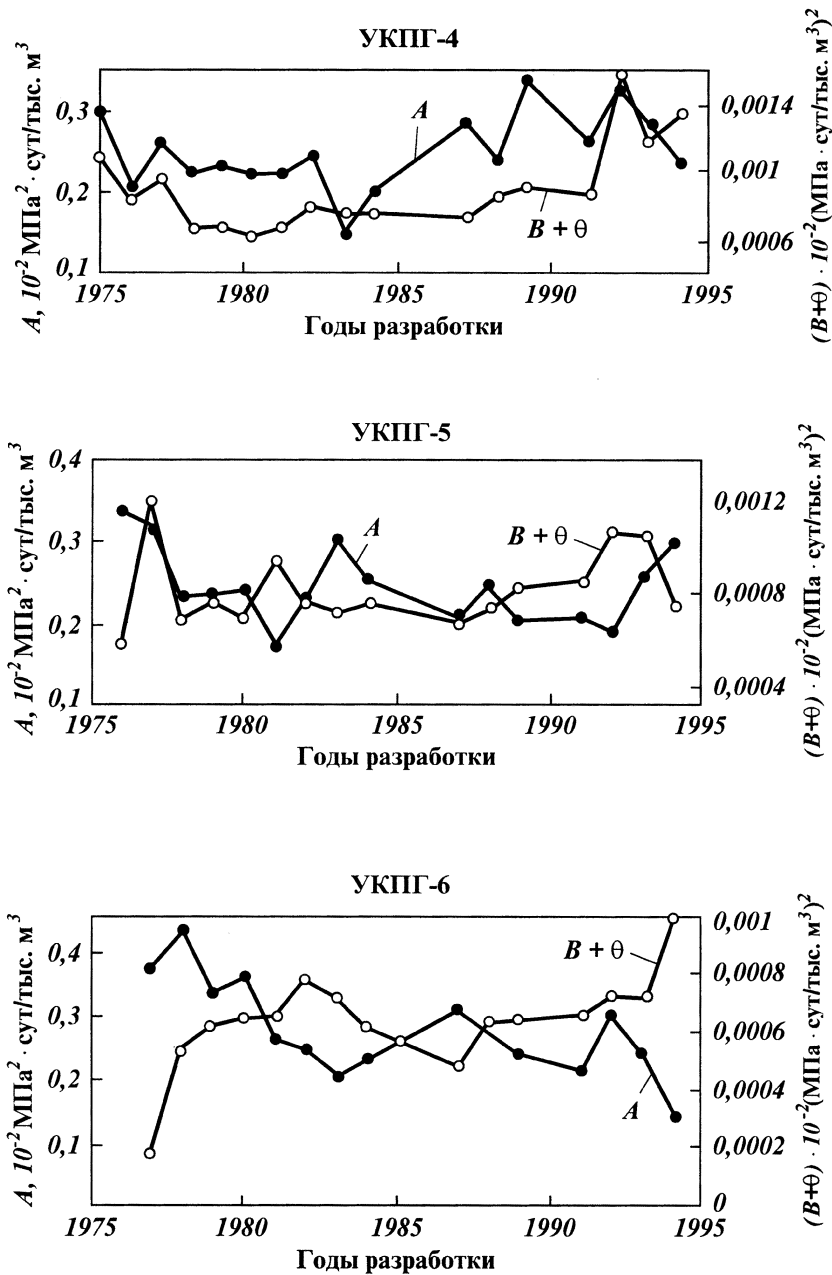


Рис. 4.3. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-4–6)

жины по УКПГ существенно не изменяются. Так, относительно принятых в проекте для расчетов показателей разработки несколько возросли коэффициенты  $A$  по УКПГ южной зоны.

Данное обстоятельство обусловлено двумя причинами. Первая связана с бурением и вводом в эксплуатацию дополнительного фонда, бурящегося, как

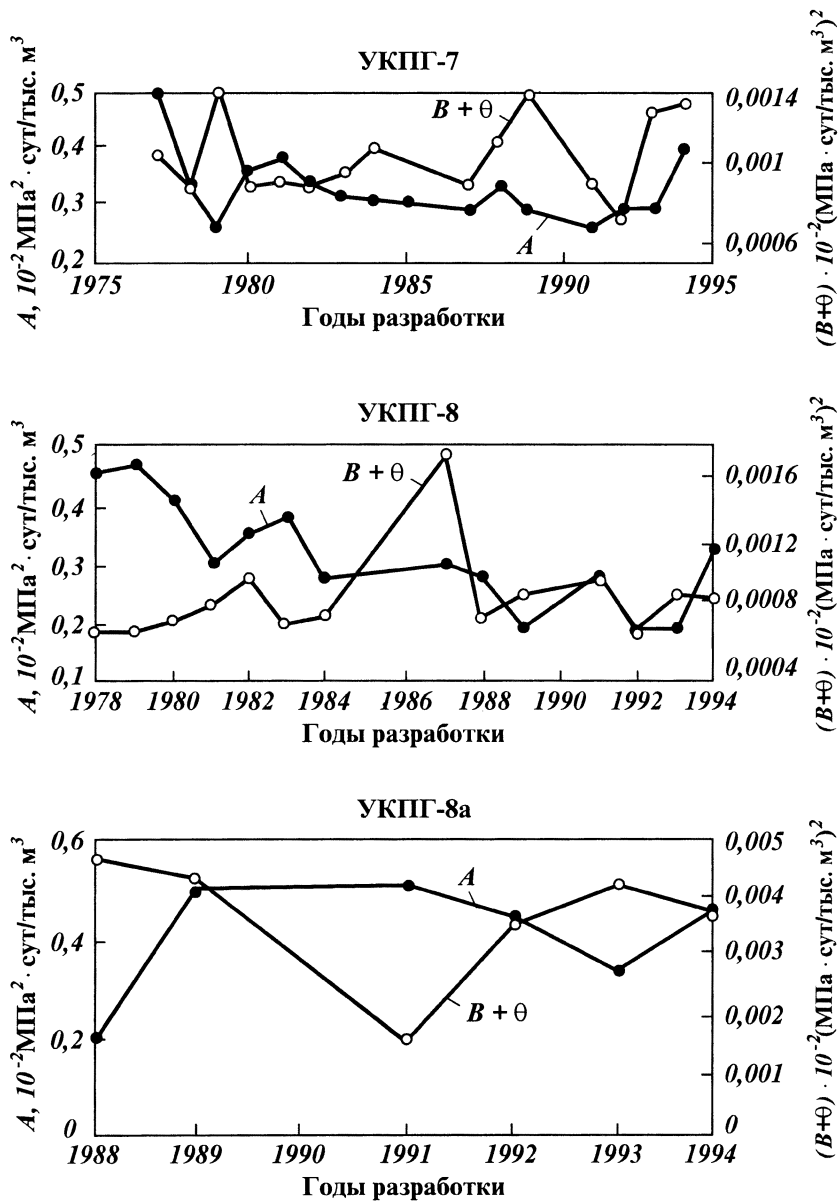


Рис. 4.4. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-7, 8, 8а)

правило, на периферии основного эксплуатационного поля с худшими фильтрационно-емкостными и коллекторскими свойствами. Результаты исследований этой категории скважин по УКПГ-1 свидетельствуют, что коэффициенты фильтрационного сопротивления здесь на 46 % хуже, чем по основному фонду. Фильтрационно-емкостные свойства района вновь пробуренных скважин на УКПГ-9 также значительно хуже. По результатам исследований

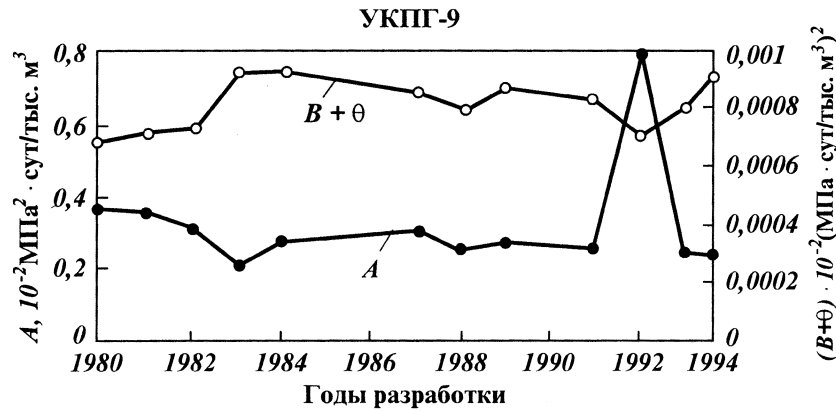


Рис. 4.5. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-9)

дополнительных скважин, проведенных в 1994 г., вычислены коэффициенты  $A$  и  $(B+\theta)$ . Здесь

$$A = 0,986 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}/\text{тыс. м}^3;$$

$$(B+\theta) = 0,0044 \cdot 10^{-2} (\text{МПа} \cdot \text{сут}/\text{тыс. м}^3)^2.$$

Второй причиной ухудшения фильтрационных характеристик являются активные водопескопроявления, отмеченные в 1994 г. в 58 из 460 исследований и превышающие допустимые значения для условий работы компрессорных агрегатов дожимных компрессорных станций,  $- 2 \text{ мг}/\text{м}^3$ .

Диапазон средних депрессий, выше которых количество песка выходит за допустимые концентрации, колеблется от 0,14 (УКПГ-1) до 0,43 МПа. Имеется связь между значениями предельных депрессий и текущей обводненностью различных эксплуатационных зон.

Как правило, для зон с большей обводненностью характерны меньшие значения предельных депрессий. В частности, по результатам специальных газодинамических исследований, проведенных на Уренгойском месторождении, установлено, что для скважин, на забоях и в продукции которых отмечено повышенное содержание пластовой и конденсационной воды, значение предельной депрессии не превышает 0,1–0,15 МПа против средних значений для сухого коллектора 0,5–0,6 МПа. Аналогичный вывод получен при изучении прочностных характеристик сеноманских кернов. В результате установлено, что пластовая вода снижает их прочность в среднем на 80 %.

Данная тенденция во времени будет прогрессировать, ухудшая продуктивную характеристику эксплуатационных скважин и коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

Не дает существенных положительных результатов с точки зрения улучшения фильтрационных характеристик скважин проводимый на месторождении комплекс интенсификационных и водоизоляционных работ, а также повторная или дополнительная перфорация. Из 57 скважин, где такие работы были проведены в 1993–1994 гг., только в 13 скважинах (202, 206, 314, 405, 415, 428, 601, 131, 317, 605, 818, 1033, 1039) отмечено улучшение фильтрационно-емкостных свойств.

При этом наиболее отрицательно влияет на продуктивную характеристику

тику использование глинистого раствора в качестве задавочной жидкости. В таких скважинах, как правило, очистка призабойных зон во времени охватывает период до 3–5 лет.

Результаты специальных газодинамических исследований по определению профиля притока показывают, что существенных изменений в положении работающих интервалов в процессе разработки не происходит.

Наиболее типичны при этом результаты газодинамического каротажа по скв. 212, 319 и 603.

В скв. 212 по данным первого замера ГДК выделяются три работающих интервала: 1137,0–1146,0; 1152,0–1158,0 и 1163,2–1164,2 м.

Верхний работающий интервал четко прослеживается на всех замерах, нижний маломощный интервал прекратил работу при следующем исследовании. На 14.06.83 был отмечен рост столба жидкости, частично перекрывшего средний работающий интервал, толщина которого сократилась с 6 до 4 м. Во всех исследованиях фиксируется наличие песчано-глинистой пробки, верхняя граница которой во времени не изменяется и совпадает с нижними перфорационными отверстиями. В скв. 319 во всех замерах выделяется один работающий интервал 1159,0–1168,0 м толщиной 9 м, отмечается наличие песчано-глинистой пробки и столба воды в стволе скважины.

Газоотдающими являются пласты, характеризующиеся максимальными фильтрационно-емкостными свойствами.

В скв. 603 методами газодинамического каротажа выполнено шесть исследований в течение 8 лет. Во всех замерах уверенно выделяется верхний работающий интервал 1118,0–1124,0 м, границы которого не изменяются во времени. Второй газоотдающий интервал до проведения капитального ремонта в феврале 1987 г. также имел постоянные границы 1129,4–1134,6 м, а после капитального ремонта газоотдающая толщина уменьшилась на 1 м. В этой скважине при освоении не включались в работу пласты с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, перекрытые песчано-глинистой пробкой. Не работают также пласты в верхней части разреза в интервале 1109,0–1118,0 м, где фильтрационно-емкостные свойства резко ухудшены по сравнению с нижней частью пласта. Для подключения этой части разреза в работу необходимо было провести мероприятия по интенсификации притока, в частности дополнительную перфорацию в газовой среде.

Обобщение результатов исследований эксплуатационных скважин методами газодинамического каротажа позволило сделать следующие основные выводы:

- 1) при эксплуатации скважин в течение 20 и более лет разработки профили притока газа во времени практически не изменяются (если в скважинах не проводились ремонтные работы). Газ в скважину поступает из интервалов, освоенных в начальный период эксплуатации;

- 2) интервалы притока находятся в пределах перфорированных толщин, а их доля от общей толщины прострела колеблется от 10 до 70 %. Продуктивность и границы работающих интервалов определяются коллекторскими свойствами пластов;

- 3) по данным расходомерии в большинстве остановленных скважин перетоков не отмечается.

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Разбуривание сеноманской залежи Медвежьего месторождения началось на УКПГ-2.

В южной зоне месторождения (УКПГ-1 – УКПГ-4) бурились одиночные скважины, расстояние между которыми составляло 0,7–1,7 км. Исключением были два экспериментальных куста из пяти скважин (на УКПГ-1 и УКПГ-4). Начиная с УКПГ-5 осуществлялось кустовое разбуривание с тремя-четырьмя вертикальными скважинами и расстоянием между кустами 0,9–2,5 км. Всего в настоящее время на месторождении работает 79 кустов, в том числе по УКПГ:

УКПГ-1 – 8 кустов;	УКПГ-7 – 8 кустов;
УКПГ-4 – 9 кустов;	УКПГ-8 – 16 кустов;
УКПГ-5 – 5 кустов;	УКПГ-9 – 24 куста;
УКПГ-6 – 7 кустов;	УКПГ-2 – 2 куста.

Из 473 пробуренных на 01.01.95 скважин наблюдательных и пьезометрических – 90, эксплуатационных – 383, в том числе действующий фонд составляет 341, т.е. на шесть скважин меньше, чем на 01.01.94, что связано с увеличением количества скважин, простаивающих из-за высокого давления в коллекторе (скв. 521–524, 416, 617, 723, 425–427, 137, 139, 308, 810, 311), находящихся в капитальном ремонте или в ожидании его. В 1994 г. наметилась тенденция снижения коэффициента использования скважин, причем наиболее значительная на УКПГ-5, 7 и 8.

В настоящее время завершилось эксплуатационное разбуривание сеноманской залежи. Однако темп ввода дополнительного фонда отставал от проектного.

Сеноманские продуктивные отложения характеризуются высокими фильтрационными свойствами, установленными первоначально по результатам исследований разведочных скважин и впоследствии подтвержденными данными по эксплуатационному фонду. Так, в период 1973–1974 гг. газодинамические исследования скважин показали, что для обеспечения проектного дебита 1 млн. м<sup>3</sup>/сут достаточно поддерживать депрессию на пласт от 1,5 до 2,5 кгс/см<sup>2</sup> (0,147–0,245 МПа). Продолжительное время фактические рабочие дебиты превышали проектные, а в начальный период достигали 1,5–2,0 млн. м<sup>3</sup>/сут. С выходом месторождения на проектный уровень годовой добычи дебиты скважин постепенно приближались к проектным значениям. В настоящее время ежегодный темп падения дебитов составляет 30–40 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что вызвано уменьшением энергетического запаса залежи и началом периода падающих отборов. Тем не менее в целом продуктивная характеристика остается достаточно высокой, так как около 34 % действующего фонда работает с дебитами, достигающими 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут и более. На 5–10 % эксплуатационных скважин текущие рабочие дебиты составляют 250–500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Лишь 16,7 % имеют текущую продуктивность менее 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут из-за высоких давлений в межпромысловых коллекторах, влияния пластовой и конденсационной воды и невысоких коллекторских свойств вскрытого продуктивного разреза. Текущий характер распределения продуктивности по площади газоносности показывает, что лучшими добычными возможностями характеризуется район УКПГ-9, где 43 % скважин имеют дебиты от 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут и выше, против 4 % на УКПГ-7.

С различными дебитами работают 43 эксплуатационные скважины, пе-

ТАБЛИЦА 4.1  
Сопоставление среднего дебита основного и дополнительного фонда скважин, введенных в период 1990–1995 гг.

Средний дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Номера УКПГ				
	1	2	3	4	5
По основному фонду	469	428	575	496	398
По дополнительному фонду	358	176	350	271	211
Отношение дебитов, %	76,3	41,1	60,9	54,6	53,0

реключенные с одной УКПГ на другую для обеспечения равномерной нагрузки на систему подготовки и компримирования газа.

Средний дебит двух скважин этой категории (скв. 318, 319) на всем протяжении их подключения к УКПГ-2 остается значительно выше, чем по фонду скважин УКПГ-3. На УКПГ-4 и 8 наблюдается обратная картина. Здесь средняя продуктивность переключенных скважин не менее чем на 50 % меньше оставшихся, а на УКПГ-1 изменения в продуктивности переключенных скважин не наблюдается.

Данное обстоятельство является не столько следствием схемы переключения скважин, сколько результатом их размещения на периферии эксплуатационного поля в зонах пониженных эффективных мощностей и коллекторских свойств продуктивных отложений.

Результаты газодинамических исследований и фактические геолого-промысловые данные показывают, что дебиты этой категории скважин составляют 41,1–76,3 % от среднего дебита основного фонда соответствующего УКПГ (табл. 4.1).

Тем не менее ввод дополнительных скважин способствовал увеличению годовой добычи на УКПГ-4 и замедлению темпов ее падения на других УКПГ.

Кроме отмеченных факторов, текущая продуктивность действующего фонда зависит от качества цементирования эксплуатационных колонн, а также от интенсивности водо- и пескопроявлений. Так, из общего фонда по данным акустического цементомера (АКЦ) невысокое качество цементирования отмечено в 131 скважине (или в 35 % скважин), в том числе по

УКПГ-1 – 17 скв.;                      УКПГ-6 – 11 скв.;  
 УКПГ-2 – 1 скв.;                      УКПГ-7 – 9 скв.;  
 УКПГ-4 – 16 скв.;                    УКПГ-8 и 8а – 11 скв.;  
 УКПГ-5 – 13 скв.;                    УКПГ-9 – 53 скв.

Неблагоприятная картина наблюдается на УКПГ-9, где имеется максимальное число скважин с невысоким качеством цементирования. Здесь же промысловыми исследованиями установлено наличие 10 скважин с повышенным водным фактором.

В большинстве этих скважин отмечено плохое или частичное сцепление цементного камня с колонной при расстояниях нижних отверстий перфорации до текущего газоводяного контакта от 9 (скв. 1004) до 61 м (скв. 923).

По данным газодинамического каротажа, проведенного в течение последних 10 лет в 93 скважинах, в 87 зафиксированы жидкостные пробки, перекрывающие зону фильтра от 2 до 100 % и являющиеся основной причиной уменьшения производительности. К этой категории относится часть скважин, по которым продувки стволов проводятся 2 раза в неделю (скв. 218, 226, 211, 307, 312, 305, 810). В скв. 211, 218 и 810 перфорированные интервалы перекрыты на 80–100 %.

## АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Промышленная эксплуатация Медвежьего месторождения началась в апреле 1972 г.

В октябре 1977 г. оно выведено на проектный уровень годовых отборов 65 млрд. м<sup>3</sup>.

Увеличение годовых отборов против первоначальных проектных решений было обусловлено уточнением начальных запасов, утвержденных ГКЗ в 1987 г., рациональным использованием действующего фонда, своевременным перераспределением добычи по УКПГ, бурением дополнительных скважин (эксплуатационного фонда) в слабодренлируемых участках, а также для компенсации обводняющихся эксплуатационных скважин.

До 1990 г. фактические отборы превышали проектные значения, затем началось их снижение. В 1992 г. было отобрано 68,82 млрд. м<sup>3</sup>, что на 3,18 млрд. м<sup>3</sup> меньше, чем по проекту. По отдельным участкам время начала падения отборов различно. Так, для УКПГ-1–1994 г., УКПГ-6, 7 и 9 – 1992 г., УКПГ-4 и 5 – 1989 г., УКПГ-2, 3 и 8 – 1988 г. До 1993 г. снижение отборов связано с отставанием ввода дополнительных скважин, несвоевременным строительством ЦДКС и длительными простоями скважин в ожидании капитального ремонта. В настоящее время к перечисленным причинам прибавились такие, как высокое давление в коллекторе и уменьшение заказа на газ.

В 1994 г. было отобрано 55,85 млрд. м<sup>3</sup> газа, или 77,6 % от проектной величины. В целом по месторождению за весь период эксплуатации отбор составил 62,3 % от начальных утвержденных запасов. Поэтапное освоение месторождения предопределило неравномерный характер распределения добычи по площади газоносности. С начала эксплуатации на южном участке (УКПГ-1–4) отобрано 623,22 млрд. м<sup>3</sup>, на центральном (УКПГ-5–8) – 484,02 млрд. м<sup>3</sup> и на Ныдинском участке (УКПГ-9) – 264,42 млрд. м<sup>3</sup>. Наибольший суммарный отбор соответствует Ныдинскому участку, а наименьший – 33,39 млрд. м<sup>3</sup> – новой эксплуатационной зоне в районе севернее УКПГ-8.

Пластовое давление в эксплуатационном поле снизилось на 6,73 МПа от начального и равняется 4,76 МПа. Наиболее низкие текущие его значения (3,98–4,25 МПа) по-прежнему характеризуют зону расположения скважин УКПГ-6, 7 против 6,28 МПа в районе севернее УКПГ-8. Характер распределения пластового давления по площади газоносности формировался под влиянием особенностей геологического строения, очередности освоения и темпов разработки отдельных участков на месторождении. Как по суммарным отборам, так и по характеру снижения пластового давления выделяются три условно самостоятельные зоны – южная (УКПГ-1–4), центральная (УКПГ-5–8) и ныдинская (УКПГ-9). Границами этих участков являются зоны глинизации, первоначально установленные по материалам бурения разведочных скважин 8, 10, находящихся соответственно между УКПГ-4 – УКПГ-5 и УКПГ-8 – УКПГ-9, и подтвержденные впоследствии профилем распределения пластового давления.

Первоочередной ввод в эксплуатацию УКПГ-2 привел к образованию локальной воронки в зоне ее расположения. Ввод в эксплуатацию скважин последующих УКПГ до 1977 г. не изменил картину распределения пластового давления. В залежи сохранялась единая пьезометрическая воронка с минимальным давлением в зоне скважин УКПГ-2.

В последующие годы сформировалась вторая зона минимального плас-



тового давления (районы скважин УКПГ-6, 7) с наиболее интенсивным удельным темпом падения пластового давления. Здесь на каждый 1 млрд. м<sup>3</sup> добытого газа расходуется 0,083–0,089 МПа, в то время как на УКПГ-1 затраты пластовой энергии составляют 0,045–0,047 МПа.

Данное обстоятельство обусловлено различными темпами разработки, т.е. соотношением отборов и запасов газа. Этот показатель на протяжении всего анализируемого периода имел наибольшие значения именно в районе УКПГ-6, 7. Следствием создавшейся диспропорции в отборах явился более быстрый темп падения пластового давления по центральному участку. С целью выравнивания темпов падения пластового давления на основе анализа фактического геолого-промыслового материала б. ЦКР Мингазпрома в 1979 г. рекомендовано осуществить перераспределение отборов газа по площади газоносности – сократить отборы из центральной зоны и увеличить их по южной зоне.

Проведенное в последующие годы перераспределение отборов газа между южной, центральной и ныдинской зонами способствовало постепенному выравниванию пластовых давлений по площади газоносности. Профиль распределения пластового давления сохранял свою конфигурацию до 1982 г. В феврале 1982 г. между зонами расположения эксплуатационных скважин УКПГ-8 и УКПГ-9 была пробурена скв. 88. Замеры в феврале 1982 г. показали, что пластовое давление в этом районе составляло 10,6 МПа и было значительно выше, чем в районах эксплуатационных скважин на УКПГ-9 и УКПГ-8. Последующие замеры не изменили картину поля пластовых давлений.

На 01.10.88 давление в районе скв. 88 (8,80 МПа) оставалось выше среднего давления в зоне размещения скважин УКПГ-8 и УКПГ-9, соответственно на 1,95 и 1,34 МПа. В настоящее время с вводом этого участка в разработку пластовое давление здесь снизилось до 6,28 МПа.

Пластовое давление в периферийных участках (за границами эксплуатационного бурения) контролируется 15 наблюдательными скважинами.

Анализ давления по наблюдательным скважинам показывает, что темп его снижения во времени соответствует темпу падения пластового давления в эксплуатационном поле соответствующих УКПГ. Разница давлений между зонами расположения эксплуатационных скважин и давлениями в наблюдательных скважинах на протяжении всего анализируемого периода имеет практически постоянную величину, колеблющуюся от 0,34 МПа по району УКПГ-3 до 2,26 МПа по району УКПГ-9, и зависит от расстояния между наблюдательной скважиной и зоной эксплуатационного бурения, т.е. от расположения на профиле соответствующей депрессионной воронки. Например, на УКПГ-2 в скв. 52, расположенной на расстоянии 2,5 км, эта разница составляет 1,25 МПа, а в скв. 16, удаленной более чем на 5 км от границы эксплуатационного поля, – 1,99 МПа. Отмеченное свидетельствует о хорошей газодинамической связи центральных и периферийных частей залежи.

Контроль за давлением в водоносной части пласта осуществляется регулярными замерами уровня жидкости в пьезометрических скважинах.

### 4.1.3

#### ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

##### РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ

В результате эксплуатационного бурения Медвежьего месторождения было установлено, что сеноманские газоносные отложения представлены сложным переслаиванием песчано-алевритоглинистых пород, различных по толщине, замещающихся или выклинивающихся как по разрезу, так и по площади.

Фациальное замещение происходит на различных расстояниях, от десятков метров до нескольких километров. Такое замещение часто наблюдается даже в разрезах кустов скважин. В сводовых и приподнятых частях структуры отмечается некоторое опесчанивание разреза (т.е. преобладание I–III типов пород по классификации А.А. Ханина).

Для крыльевых частей характерно сокращение общих мощностей и преобладание слабопроницаемых и непроницаемых пород (IV–V типы пород). Часто мощные глинистые породы встречаются и в зоне размещения эксплуатационных скважин.

Неоднородность строения залежи предопределяет неравномерное внедрение пластовой воды. Одним из основных факторов, сказывающихся на положении начального и текущего контактов, является литологическая характеристика пород, залегающих в зоне газоводяного контакта. Литологическую картину поверхности ГВК дает карта – срез плоскости контакта.

Такая карта для Медвежьего месторождения была построена еще в 1972 г. по данным разведочного бурения. В дальнейшем, по мере разбуривания месторождения, карта – срез поверхности ГВК уточнялась. Настоящая ее интерпретация выполнена с учетом всего имеющегося материала по скважинам, вскрывшим ГВК.

На карте – срезе контакта определены 4 зоны:

1) с содержанием более 75 % коллекторов I–III типов, преобладанием вертикального подъема плоскости ГВК и активным латеральным продвижением пластовых вод;

2) с содержанием от 50 до 75 % коллекторов I–III типов, со скачкообразным подъемом ГВК в зоне дренирования;

3) с содержанием от 25 до 50 % коллекторов I–III типов, со слабым вертикальным подъемом ГВК в зоне дренирования;

4) с содержанием менее 25 % коллекторов I–III типов, при отсутствии вертикального подъема ГВК и латерального продвижения в периферийной зоне.

В целом на плоскости ГВК развиты все типы пород, слагающих продуктивную толщу.

Анализ распределения неколлекторов по разрезу свидетельствует о том, что наиболее выдержанный слой слабопроницаемых пород залегает в 8–12 и в 50–64 м от кровли продуктивной толщи. Глинистые породы в основном характеризуются прерывистым характером распространения.

Характерной особенностью распределения фильтрационных свойств по площади является ухудшение их в сторону законтурной области. Зоны по-

вышенных значений проницаемости ( $0,6 \cdot 10^{-12} - 0,8 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ) приурочены, как правило, к зонам повышенного содержания коллекторов. Распределение проницаемости по разрезу носит дифференцированный характер. Повышенные значения характерны для глубин 0–8; 18–34; 80–87; 92–96; 110–120 м от кровли. Отмечается улучшение фильтрационной способности продуктивной толщи в нижней части по зонам УКПГ-3, 1 и 4 и ухудшение по зонам УКПГ-2, 5, 7. Интервалы с повышенными значениями проницаемости можно отнести к зонам, где предполагается наиболее раннее продвижение подосевенной воды. При этом темп ее продвижения зависит не только от горизонтальной проницаемости, но и от ее вертикальной составляющей.

Анализ керн (115 образцов), отобранного из сеноманских отложений газовых месторождений севера Тюменской области, показал, что вертикальная проницаемость коллекторов I типа в 1,5 раза ниже горизонтальной, а для коллекторов II–III типов это отношение в среднем составляет 1,8.

Так как газовая залежь является единой, не разбитой на пачки мощными глинистыми телами, такое соотношение проницаемостей способствует достаточно быстрому продвижению пластовой воды. Особенно это характерно для так называемых “литологических песчаных окон”, характеризующихся наибольшим подъемом ГВК. На Медвежьем месторождении к таким зонам относится юго-восточная часть – район скв. 51, 67, районы расположения скв. 66, 68, 73, участки западнее скв. 57, 21, а также сводовая часть Ныдинского поднятия.

Исходя из изложенного, в основу расчета технологических показателей разработки и обводнения залежи была положена зонная газодинамическая модель, основанная на принципе межзонных перетоков, описываемых общей математической моделью системы газовая залежь – водоносный бассейн.

#### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

В первоначальных проектных документах распределение отборов газа по площади газоносности было сделано без учета особенностей геологического строения и характера распределения запасов газа по площади отдельных эксплуатационных участков. В результате на месторождении сформировались две ярко выраженные зоны минимального пластового давления – район УКПГ-2 и УКПГ-6, 7. Поэтому в основу распределения добычи газа по площади газоносности было положено фактическое размещение запасов газа, состояние обводнения и схема переброски потоков газа по поверхностным шлейфам с одних УКПГ на другие.

Зонами повышенных отборов являются районы УКПГ-1, УКПГ-4, УКПГ-8, УКПГ-8а и УКПГ-9, на которые приходится около 60 % начальных запасов газа.

С другой стороны, они же, исключая УКПГ-9, являются источниками переброски части добываемого газа для его подготовки на ближайшие УКПГ.

Данное обстоятельство предопределяет необходимость постоянного сохранения здесь повышенных устьевых давлений, причем профиль устьевых давлений должен иметь уклон в сторону тех УКПГ, куда подается часть газового потока.

На динамику отборов газа, кроме вышеуказанного, накладывает определенное ограничение внедряющаяся пластовая вода, способствующая снижению прочностных характеристик пород газонасыщенных отложений и значений предельных депрессий на пласт. Характер изменения последних по-

казывает, что текущие значения во времени снижаются пропорционально обводнению порового объема. Соответственно уровни годовой добычи будут ежегодно уменьшаться и определяться значениями пластовых давлений и предельных депрессий в каждом из районов добычи.

С учетом изложенного распределение отборов газа по площади газоносности должно отвечать оптимальным условиям разработки продуктивного пласта и всего комплекса технологического оборудования с учетом объемов дополнительного бурения.

Газодинамические исследования скважин на Медвежьем месторождении проводятся по стандартной методике. Забойные (преимущественно в начальный период) и пластовые давления определяются по барометрической формуле. Точность таких расчетов вполне удовлетворительна, что в совокупности с большим объемом исследовательских работ, выполненных за двадцатичетырехлетний период эксплуатации, позволяет достаточно надежно установить средние значения фильтрационных коэффициентов и получить математическую модель фильтрации, наиболее приближенную к реальной.

### **УТОЧНЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ МОДЕЛЕЙ ПО ДАННЫМ ИСТОРИИ РАЗРАБОТКИ**

Первоначальные проектные документы по разработке Медвежьего месторождения составлялись на утвержденные к тому моменту запасы газа.

В 1987 г. был проведен пересчет запасов объемным методом и по падению пластового давления. В первом случае использовались данные по 173 скважинам, вскрывшим ГВК, и дополнительные геолого-промысловые материалы, полученные в период эксплуатационного разбуривания. Метод падения пластового давления базировался на фактических темпах падения давления и объемах добытого газа. Рассмотрев представленные материалы, б. ГКЗ СССР утвердила начальные запасы.

Корректировка запасов газа объемным методом, выполненная в том же году ТюменНИИгипрогазом с учетом замечаний экспертов по значениям эффективных толщин в скв. 48, 64, 453, 143, 144, 148, дала величину, практически аналогичную полученной по методу падения пластового давления.

В последующий период разбуривание Медвежьего месторождения продолжалось. В результате получен дополнительный геолого-промысловый материал для оценки реальной величины начальных запасов газа, с учетом которого в 1992 г. ТюменНИИгипрогазом выполнен пересчет последних объемным методом с использованием методики, разработанной специалистами Надымгазпрома и ТюменНИИгипрогаза и утвержденной ГКЗ. Полученная при этом величина запасов газа в целом для месторождения отличается от утвержденной в ГКЗ величины на 10 %.

Особенностью освоения сеноманской залежи Медвежьего месторождения, как ранее отмечалось, является одновременность ввода в эксплуатацию отдельных участков и различный темп их разработки, в частности южной и центральной частей. Данное обстоятельство приводит к активным массообменным процессам между отдельными эксплуатационными зонами, под которыми подразумеваются районы действующих УКПГ.

При этом, согласно модельным газодинамическим расчетам, по абсолютным величинам перетоки газа между УКПГ достигают 10–15 % от объемов соответствующей годовой добычи. В результате запасы газа, определяющие темп падения пластового давления в районах УКПГ, будут отличны от их

геологических аналогов. Иначе говоря, расчетная модель должна содержать в себе дренируемые запасы, учитывающие состояние разработки и интенсивность массообменных процессов. Для этих целей на зонной газодинамической модели выполнена серия расчетов и определены текущие дренируемые запасы для каждой эксплуатационной зоны, использованные в дальнейшем в вариантных расчетах показателей разработки. Динамика их изменения говорит о том, что во времени по большинству эксплуатационных зон существенных изменений в запасах не отмечено. Так, относительно 1988 г., когда составлялся проект разработки, изменения в дренируемых запасах на УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-6, УКПГ-8+8а и УКПГ-9 составляют 1–3 и 2 % в целом по месторождению. Более существенно изменились при уточнении запасы газа в районах УКПГ-4, 5 и 7. Так, на УКПГ-7 они возросли на 13 %, на УКПГ-4, 5 уменьшились на 8–12 %.

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Технологические показатели разработки месторождения в целом и для районов отдельных УКПГ рассчитаны при одновременном выполнении следующих условий:

- 1) поддержание рабочих депрессий на уровне предельных с точки зрения целостности продуктивного пласта;
- 2) сохранение мощности агрегатов ГТН-6 на ДКС первой очереди и мощности ЦДКС;
- 3) учет сезонной неравномерности газопотребления и пиковых нагрузок;
- 4) обеспечение надежной работы агрегатов ГТН-6;
- 5) учет фактического состояния разработки в соответствии с геолого-промысловой информацией;
- 6) возможность переброски части газового потока по поверхностным шлейфам;
- 7) учет ввода в разработку дополнительных скважин и выбытия скважин из-за обводнения.

Первый вариант разработки ориентирован на фактически сложившуюся ситуацию по фонду действующих эксплуатационных скважин, динамику его изменения во времени при внедрении пластовой воды с учетом ввода в разработку новых скважин в районах УКПГ-8, 8а и 9 в течение 1996–1997 гг.

Расчеты показателей разработки выявили, что в 1996 г. объем годовой добычи по месторождению должен был составить 47,830 млрд. м<sup>3</sup>, т.е. практически сохраниться на уровне 1995 г., за который из залежи было извлечено 48,485 млрд. м<sup>3</sup>. Поддержание уровней годовых отборов обеспечивали вводом в фонд действующих пяти новых скважин на УКПГ-9 и второго цеха ЦДКС, без которого годовые отборы снижались до 41 млрд. м<sup>3</sup>, т.е. на месторождении сохранилась бы сложившаяся в предыдущие два года динамика ежегодного падения добычи в 6–7 млрд. м<sup>3</sup>.

В последующий период доразработки (1997–2010 гг.) снижение уровней годовых отборов по расчетам составляло 3–3,5 млрд. м<sup>3</sup>. Так, в 2000 г., согласно расчетам, из залежи добыча оценена в 34,854 млрд. м<sup>3</sup>, а в 2005 г. – в 15,202 млрд. м<sup>3</sup>.

В течение всего периода доразработки основными районами добычи остаются УКПГ-1, УКПГ-4, УКПГ-8+8а и УКПГ-9, на которые будет приходиться до 68 % извлекаемого в целом по месторождению газа (рис. 4.6, 4.7).

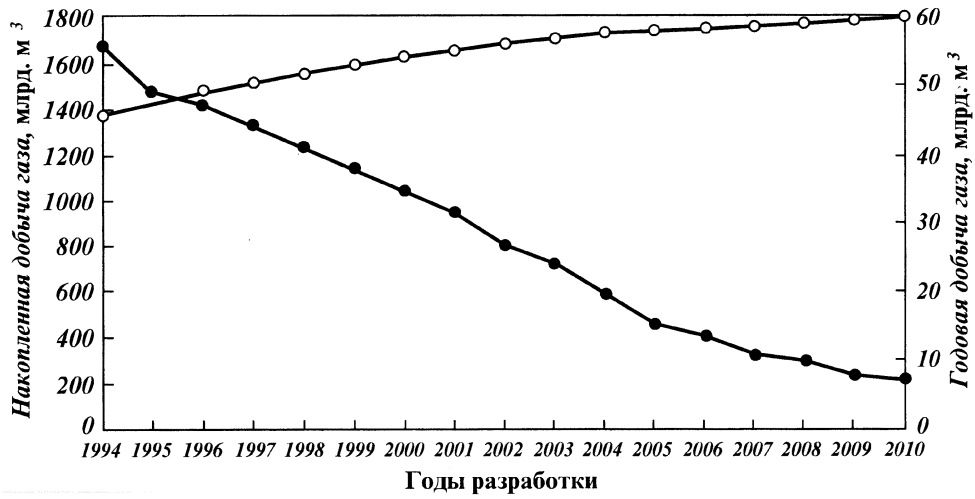


Рис. 4.6. Медвежье месторождение. Динамика годовой и накопленной добычи газа по годам (вариант 1)

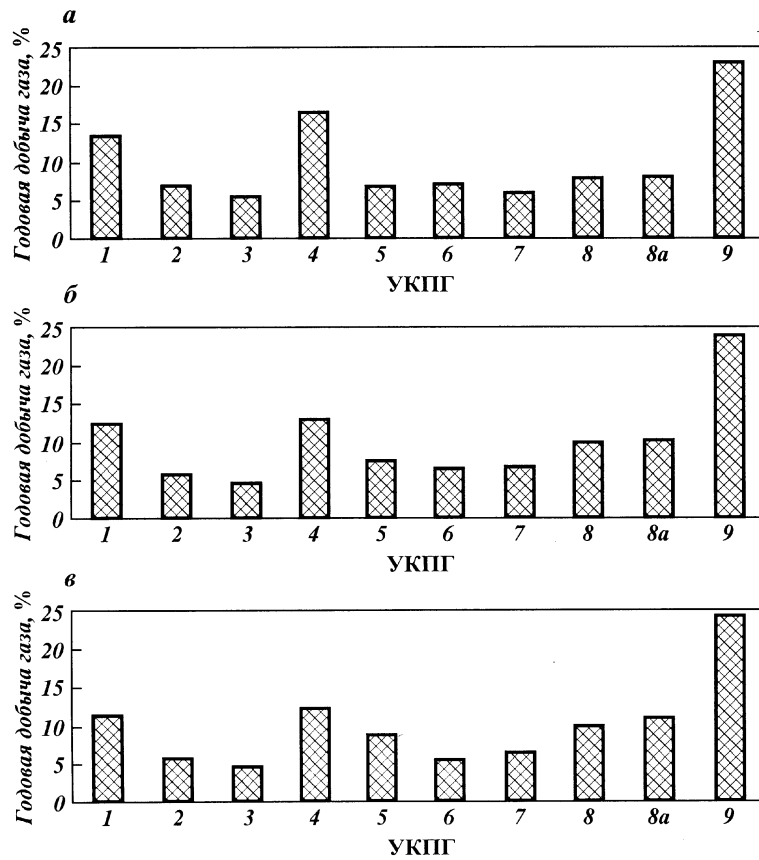


Рис. 4.7. Медвежье месторождение. Распределение добычи газа по УКПГ: а – 1996 г.; б – 2000 г.; в – 2005 г

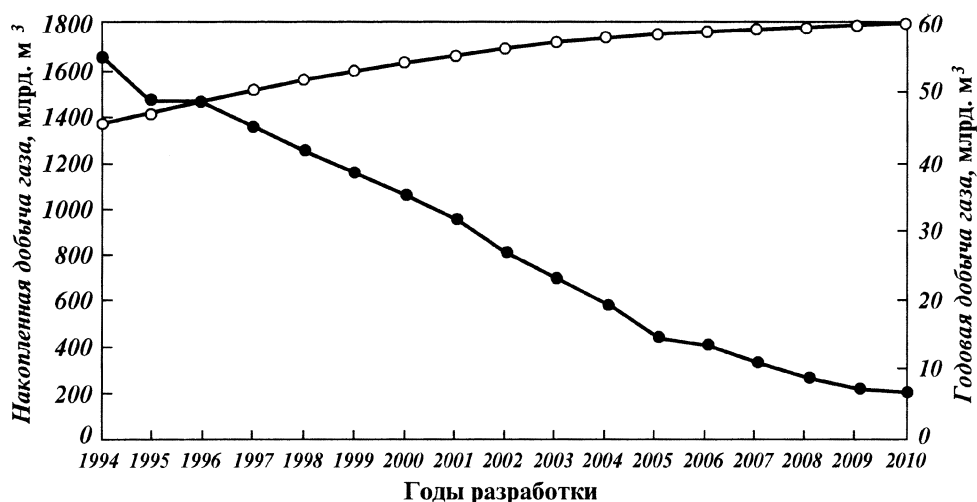


Рис. 4.8. Медвежье месторождение. Динамика годовой и накопленной добычи газа по годам (вариант 2)

Завершится разработка месторождения в 2010 г. при конечном коэффициенте газоотдачи 90,2 %, соответствующем суммарному отбору 1794,89 млрд. м<sup>3</sup>. При коэффициенте остаточной газонасыщенности 0,25 останется 76,86 млрд. м<sup>3</sup> газа в обводненном объеме и 118,95 млрд. м<sup>3</sup> в свободном объеме. Первым выйдет из эксплуатации в 2001 г. УКПГ-8, затем в 2003–2004 гг. УКПГ-4 и УКПГ-1. В последующий период завершится разработка остальных УКПГ.

Во втором варианте, кроме дополнительных, в действующий фонд включены скважины, простаивающие из-за высокого давления в коллекторе на УКПГ-3, 4, 5, 6, 7 и 8. Поэтому уточнение показателей разработки для второго варианта было сделано только для указанных УКПГ. Ввод простаивающих скважин в целом несущественно менял картину динамики годовых отборов. Так, относительно первого варианта в 1996 г. объем годовой добычи возрастал до 48,866 млрд. м<sup>3</sup> (или был на 1,036 млрд. м<sup>3</sup> больше), в 2000 г. – 35,421 млрд. м<sup>3</sup> против 34,854 млрд. м<sup>3</sup> по первому варианту. На заключительном этапе разработки объемы годовой добычи и конечные коэффициенты газоотдачи будут одинаковы (рис. 4.8). Несколько изменится время окончания разработки отдельных зон. Так, на один-два года раньше завершится разработка районов УКПГ-7 и УКПГ-3.

#### 4.1.4

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

Основные задачи контроля за разработкой связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и отработкой залежи по площади и разрезу.

Последнее приобретает особое значение для эффективной эксплуатации

фонда переключенных скважин. Контроль за разработкой согласно действующим правилам должен предусматривать следующий минимум исследований:

- 1) систематическое и периодическое определение пластового, статического и устьевого давлений по всему фонду эксплуатационных и наблюдательных скважин;
  - 2) оценку добычных возможностей эксплуатационных скважин;
  - 3) проведение комплекса геофизических и гидрохимических замеров.
- Необходимый минимум таких исследований приведен в табл. 4.2.

ТАБЛИЦА 4.2  
Необходимый минимум геолого-промысловых и гидрохимических исследований по контролю за разработкой

№ п/п	Вид исследований	Объем исследований	Периодичность
1	Замер рабочих давлений и температур по системе скважина – газопровод – УКПП	Действующий фонд скважин	1–2 раза в месяц
2	Замер статических и пластовых давлений	Эксплуатационный и наблюдательный фонд скважин	Ежеквартально
3	Контроль за межколонными газопроявлениями	Весь фонд скважин	То же
4	Газодинамические исследования при стационарных режимах фильтрации В том числе: специальные исследования комплексами “Надым-1”, “Надым-2”	Эксплуатационный фонд скважин	Не менее одного раза в год
5	Шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	Не менее 50 % эксплуатационного фонда скважин 100 % эксплуатационного фонда скважин Весь фонд скважин	На период постоянной добычи На период падающей добычи После длительных простоев, перед глубинными промыслово-геофизическими исследованиями, подземным и капитальным ремонтом скважин
6	Замер пьезометрического уровня	Фонд пьезометрических скважин	Ежеквартально
7	Определение объема выносимой скважиной пластовой жидкости установкой МГСУ-1-100	Эксплуатационный фонд скважин	Не менее 1 раза в год
8	Отбор проб пластовой жидкости и газа на гидрохиманализ	Эксплуатационный фонд скважин	Не менее 1 раза в 2 месяца
9	Комплекс промыслово-геофизических методов Р.К., термометрия	Наблюдательный фонд скважин	1–2 раза в год
10	Комплекс промыслово-геофизических методов Г.Д.К.	15–25 % эксплуатационного фонда скважин	Ежегодно
11	Комплекс промыслово-геофизических методов по контролю за техническим состоянием скважин	По фонду скважин, подлежащих капитальному ремонту	До и после проведения ремонтных работ

Примечание. Газодинамические и специальные газодинамические исследования проводятся также: после окончания строительства скважин, через 6 мес после запуска скважины в работу; до и после проведения ремонтных и интенсификационных работ по скважине; во время проведения комплекса Г.Д.К.



В настоящее время существующая плотность и периодичность замеров давлений в зонах размещения эксплуатационных скважин достаточна для надежного построения карт изобар в центральной части залежи. Для контроля за разработкой периферийных частей предназначены 15 наблюдательных скважин.

Представляется целесообразным увеличить фонд таких скважин в районах нового эксплуатационного поля УКПГ-8а, пробуравив на западном склоне куст из двух наблюдательных скважин (одна для контроля за давлением, вторая – за положением ГВК).

Контроль за продвижением ГВК осуществляется в 75 скважинах. Однако не все они в силу особенностей геологического строения могут выполнять свою непосредственную функцию – источника информации о характере и темпах перемещения ГВК. В разрезах 15 из них находятся мощные глинистые прослойки, стабилизирующие положение ГВК на длительный срок. В связи с этим предлагается 12 скважин (45, 75, 74, 94, 91, 84, 69, 48, 49, 81, 86, 89) перевести в разряд эксплуатационно-наблюдательных, проведя в них перфорацию разреза выше толщи глинистых пород. В первую очередь такие работы следует провести в семи кустовых наблюдательных скважинах, имеющих газосборные шлейфы. Вторую очередь освоения составляют оставшиеся пять скважин (48, 49, 81, 86, 89). Опыт эксплуатации таких скважин имеется на Вынгапуровском месторождении, где шесть эксплуатационно-наблюдательных скважин.

Рекомендуемый перечень мероприятий для контроля за разработкой геофизическими, газодинамическими и гидрохимическими методами приводится ниже.

#### **КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ**

Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами включает все виды исследований в эксплуатационных и наблюдательных скважинах.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области показывает, что сеноманский продуктивный комплекс отличается значительной неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. В связи с этим комплекс ГИС в бурящихся эксплуатационных и наблюдательных скважинах должен обеспечивать необходимую информацию для построения адекватной геологической модели и решение следующих основных геолого-геофизических задач:

- 1) литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов;
- 2) уточнение геологического строения месторождений;
- 3) оценка характера насыщения и промышленная оценка газоносности коллекторов;
- 4) определение емкостных параметров пластов продуктивных отложений;
- 5) оценка положения газоводяного контакта;
- 6) оценка технического состояния ствола скважины и качества цементирования эксплуатационной колонны.

Решение перечисленных задач осуществляется комплексом ГИС, составленным на основании инструкции РД-51-1-93 “Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований скважин”.

В комплекс включены замеры каверномером и локатором муфт до и после перфорации с целью уточнения положения интервала перфорации и акустическая цементометрия после перфорации для оценки возможных изменений в цементном камне. В наклонных эксплуатационных скважинах проводится сокращенный комплекс ГИС в открытом стволе. Исключаются методы индукционного и бокового каротажа, а из комплекса зондов БКЗ (боковое каротажное зондирование) для замеров используются три малых зонда.

В наблюдательных скважинах выполняются периодические замеры методами промысловой геофизики для решения следующих задач:

- 1) определение текущего коэффициента газонасыщенности продуктивных пластов;
- 2) оценка положения текущего газоводяного контакта;
- 3) определение характера отработки продуктивного разреза.

При неоднозначной интерпретации данных НГК в качестве дополнительного может быть использован метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Периодичность исследований в наблюдательных скважинах в течение первого года должна составлять раз в квартал, в дальнейшем – не менее одного раза в полугодие.

В эксплуатационных скважинах промыслово-геофизические исследования выполняются с целью решения следующих основных задач:

- 1) определение профиля притока газа в скважину;
- 2) выделение газоотдающих интервалов и дифференцированная оценка их продуктивности;
- 3) определение пластовых давлений;
- 4) определение фильтрационных коэффициентов  $A$  и  $B$  и проницаемости;
- 5) выявление компенсационных перетоков в пределах залежи и их направление;
- 6) определение интервалов заколонных перетоков и мест поступления газа в заколонное пространство;
- 7) изучение технического состояния скважин – уточнение глубины спуска лифтовых труб, положения фактического забоя, интервалов перфорации, пакеров и мостов и их герметичности.

Перечисленные задачи решаются с помощью комплекса ГИС, который проводится как в остановленной, так и в работающей скважине на нескольких режимах работы. Качественные результаты исследований могут быть получены только в тех скважинах, где башмак лифтовых труб располагается на 10–15 м выше интервала перфорации. Исследования в работающей скважине выполняются не менее чем на трех стационарных режимах фильтрации. Регистрация кривых радиоактивного каротажа в интервале “устье скважины – кровля продуктивной толщи” осуществляется с целью обнаружения скоплений газа за колонной. Периодичность исследований эксплуатационных скважин в начальный период эксплуатации – 1 раз в полгода, в дальнейшем – раз в течение года.

#### **КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ**

Основными задачами исследований газовых скважин газодинамическими методами являются:

- 1) определение геолого-физических параметров пород в призабойной зоне вокруг ствола скважины продуктивного пласта;

- 2) изучение физических свойств насыщающих пласт флюидов;
- 3) контроль за текущим состоянием призабойной зоны добывающей скважины, самой скважины, выкидных линий и промышленного оборудования.

Газодинамические исследования подразделяются на первичные, текущие и специальные.

Первичные, или базисные, исследования обязательны на всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию. При первичных исследованиях определяются:

- 1) условно-статическое пластовое давление;
- 2) текущее рабочее давление, температура и дебит добывающей скважины;
- 3) коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны эксплуатационной скважины;
- 4) коэффициенты проницаемости, пористости, мощность газоотдающих интервалов;
- 5) приведенный радиус скважины;
- 6) количественное соотношение жидкой фазы и механических примесей в потоке газа;
- 7) коэффициенты гидравлического сопротивления лифтовых труб, фонтанной арматуры скважины и выкидных линий.

Специальные газодинамические исследования проводятся с помощью комплекса “Надым-2” по всему эксплуатационному фонду скважин и позволяют не только установить продуктивность скважин, но и количественно определить наличие в потоке газа механических примесей и пластовой жидкости при различных дебитах скважин.

Исследования комплексом “Надым-2” проводятся без выпуска газа в атмосферу.

В случае отсутствия шлейфа, а также в целях контроля газодинамические исследования проводятся через комплекс “Надым-1” или ДИКТ.

Опыт контроля за разработкой сеноманских залежей показал, что специальные исследования должны также включать следующие виды работ:

- 1) контроль за перетоками газа в вышележащие горизонты по некачественному цементному камню;
- 2) установление эффективности различных методов интенсификации притока газа и водоизоляции;
- 3) определение интервалов образования гидратов в скважинах и выкидных линиях;
- 4) опробование новых методов исследования скважин.

Газодинамические исследования проводят не менее одного раза в год, а также:

- 1) после окончания строительства скважин;
- 2) через 6 мес после запуска скважины в работу;
- 3) до и после проведения по скважине ремонтных и интенсификационных работ.

Специальные исследования проводят по согласованию с геологической службой, но не реже одного раза в год.

#### **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ НОВЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ**

1. Комплекс промыслово-геофизических исследований в бурящихся, наблюдательных и эксплуатационных скважинах по контролю за разработкой

Медвежьего месторождения в настоящее время позволяет решать практически все задачи, которые ставит геологическая служба.

Однако в результате длительной эксплуатации месторождения могут возникнуть дополнительные задачи, решение которых потребует привлечения новых методов ГИС. Под термином “новые методы” следует понимать методы как недавно разработанные, так и не входящие в существующий комплекс исследования скважин.

В процессе разработки месторождения в газовой залежи происходит снижение пластового давления. Могут возникнуть условия, при которых превышение горного давления над пластовым приведет к необратимой деформации матрицы пород продуктивных отложений, что вызовет изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, в частности пористости и проницаемости. Подобные явления обнаружены на ряде нефтяных месторождений Тюменской области. С целью контроля за состоянием скелета породы необходимо проводить исследование методом акустического каротажа, являющегося надежным методом определения пористости.

Особое внимание следует уделять контролю за техническим состоянием скважин, многие из которых эксплуатируются уже более 15–20 лет. При этом возникает необходимость решения следующих задач:

- 1) контроль за состоянием обсадных колонн и лифтовых труб;
- 2) временной контроль за качеством цементного камня;
- 3) контроль за состоянием зоны перфорации;
- 4) контроль за механическим изменением прискважинной зоны пласта в связи с добычей газа.

Для решения перечисленных задач необходимо включить в обязательный комплекс исследования эксплуатационных скважин гамма-цементометрию для выявления дефектов в цементном кольце и гамма-толщинометрию для выявления дефектов в обсадной колонне. Эти методы следует применять совместно с акустической цементометрией. Естественно, что все названные методы должны иметь надежную метрологическую и интерпретационную базу.

С целью контроля ремонтных работ в эксплуатационных скважинах и уточнения информации об отработке разреза в скважинах, подлежащих капитальному ремонту, необходимо проводить расширенный комплекс исследований.

В зависимости от объемов и видов капитальных работ комплекс должен корректироваться по согласованию с геологической службой.

2. Контроль за технологическими и газодинамическими параметрами системы “пласт – скважина – газосборная сеть – вход в УКПГ (ДКС)” с использованием ЭВМ включает определение давления, температуры, расходов газа в различных точках системы, а также фильтрационно-гидравлических коэффициентов сопротивления скважин, местных сопротивлений и пр.

В связи с громоздкостью системы уравнений целесообразно осуществлять контроль параметров с использованием ЭВМ.

Решению задачи контроля параметров способствует то обстоятельство, что большинство параметров системы – медленно меняющиеся функции времени. Это позволяет прогнозировать изменение параметров системы на основании их изменения в прошлом. Так, периодические замеры и расчеты значений пластовых давлений, давлений на устье скважины, расхода газа позволяют проследить изменение эквивалентного коэффициента сопротивления системы “пласт – скважина”  $B_c = A/g + B$ , где  $A$  и  $B$  – фильтрационно-гидравлические коэффициенты сопротивления;  $g$  – некоторое фикси-

рованное значение дебита скважины. Довольно точно удается прогнозировать изменение пластового давления, приведенных коэффициентов сопротивления шлейфов и пр.

Сущность решения задачи контроля с использованием ЭВМ заключается в следующем:

1) на основании имеющейся информации проводится адаптация, т.е. расчетным путем определяются все параметры модели, что обеспечивает ее адекватность реальному процессу;

2) на основании полученной информации решается задача контроля параметров путем сравнения их значений с результатами расчета по математической модели.

Задачу решают, используя программы расчета технологических режимов работы скважин и шлейфов месторождения Медвежье.

## 4.1.5

### ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ ГАЗА

#### АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКИ ДОБЫЧИ ГАЗА

Эксплуатационные скважины на месторождении размещены в своде структуры, что обеспечивает небольшую протяженность газосборных коллекторов и безгидратные условия работы внутрипромысловой системы сбора газа с температурным запасом относительно равновесных параметров гидратообразования в 7–17 °С. Во многом этому способствует применение лифтовых труб увеличенного диаметра. Так, в 209 скважинах спущены лифтовые трубы диаметром 168 мм; в 30–127 мм и в 29 скважинах применена комбинированная колонна.

Данное обстоятельство, наряду с высокими коллекторскими свойствами продуктивного пласта, в начальный период разработки обеспечивало высокие дебиты – от 780 до 2300 тыс. м<sup>3</sup>/сут при сравнительно небольших потерях пластовой энергии (1,5–2,62 МПа). В настоящее время в связи с падением уровней годовой добычи потери от пласта до устья уменьшились до 0,54–0,48 МПа при дебитах 331–508 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Скважины дополнительного фонда оснащены 114-миллиметровыми лифтовыми трубами, в которых потери энергии от пласта до устья значительно выше. В частности, в районе новых скважин на участке 8а при текущем дебите 468 тыс. м<sup>3</sup>/сут они составляют 13,0±1,27 МПа.

Анализ работы эксплуатационных скважин за период 1988–1994 гг. показал, что около 30 % их работали с межколонными газопроявлениями различной интенсивности.

Нарушения герметичности скважин обуславливают опасность утечек газа в атмосферу, в вышележащие водоносные пласты и образование вторичных залежей, а при резко повышенной интенсивности газопроявлений – опасность прогрессирующего ухудшения герметичности крепления скважин и нарушения прискважинной зоны потоком газа. Поэтому эксплуатация с межколонными газопроявлениями рассматривается как временное состояние перед проведением соответствующих ремонтных работ.

ПО “Надымгазпром” силами цеха подземного и капитального ремонта

последовательно проводит работы по ликвидации межколонных газопроявлений на скважинах действующего фонда.

Для ликвидации межколонных газопроявлений применялись различные методы: смена уплотнительных колец, раскрытие и смена пакеров, закачка герметизирующих смесей. Положительный результат капитального ремонта получен при спуске эксплуатационных пакеров и переобвязке устья, а также при закачке герметизирующих жидкостей в затрубное пространство.

Вскрытие продуктивных отложений на месторождении осуществляется перфорацией с плотностью от 6 до 12 и более отверстий на метр. Для определения влияния плотности перфорации на продуктивность рассмотрены две группы скважин.

В первой группе – 192 скважины со средней плотностью 6 отверстий на метр. Во второй группе (58 скважин) – плотность отверстий 12 и более на метр. Остальные скважины имеют различную плотность перфорации и при анализе не использовались.

Совместная обработка результатов эксплуатации двух групп скважин показала, что ощутимого эффекта двойная плотность перфорации не дает и ее следует применять лишь для вскрытия плотных коллекторов с пониженной газонасыщенностью. В процессе анализа установлено также, что увеличение мощности интервала перфорации свыше 30 м не приводит к увеличению дебитов скважин.

Качественный и количественный анализ динамики песчаных проб по 53 эксплуатационным скважинам показал, что рост последних наблюдается только в тех скважинах, где ближайший к забою перфорированный интервал оказывается неработающим. Характерным примером может служить скв. 202. В этой скважине рост пробки не наблюдался в течение пяти лет. При капитальном ремонте нижний газоотдающий интервал был засыпан, после чего начался ее рост. Обратная картина после проведения капитального ремонта и освоения нижележащего продуктивного интервала наблюдалась на скв. 417.

Из всего сказанного выше следует, что практика вскрытия толщи продуктивных отложений с неоднородными пропластками (по типу месторождения Медвежьего) единым фильтром не оправдывает себя, так как не всегда удается при этом освоить нижележащие пропластки. Это приводит к неоправданным капитальным ремонтам и снижает коэффициент готовности всего фонда скважин.

#### **ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ЛИФТОВЫХ ПОДЪЕМНИКОВ**

Для обоснования диаметра лифтовых труб дополнительного эксплуатационного фонда анализировались потери давления в НКТ различного диаметра в зависимости от дебита и скорости газового потока на забоях, а также фактические геолого-промысловые данные по эксплуатации скважин на Уренгойском, Ямбургском и Вынгапуровском месторождениях. Анализ и обобщение имеющихся материалов позволили установить определенные закономерности между величиной рабочих дебитов и диаметров лифтовых труб. В частности, для диапазона дебитов 800–1000 тыс. м<sup>3</sup>/сут и выше технологически оправдан диаметр НКТ 168 мм, который использован в конструкциях скважин Ямбургского, Уренгойской площади Уренгойского месторождений и в скважинах основного фонда Медвежьего месторождения. При дебитах 750–800 тыс. м<sup>3</sup>/сут диаметр лифтовой колонны уменьшается до

114 мм. Такие конструкции скважин применяются на Вынгапуровском и Северо-Уренгойском месторождениях.

Учитывая невысокие дебиты скважин дополнительного фонда и активное внедрение пластовых вод в процессе разработки, одним из основных критериев при обосновании диаметра лифтовой колонны, кроме затрат пластовой энергии, считают скорость газового потока на забоях, необходимую для выноса скапливающейся жидкости.

Наибольшие скорости газового потока соответствуют лифтовой колонне диаметром 114 мм. Такая конструкция лифтового подъемника заложена в проекте на бурение, по которому велось добуривание Медвежьего месторождения.

#### **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Основными факторами, осложняющими работу эксплуатационных скважин, являются:

1) возможность гидратообразования из-за сравнительно невысоких устьевых температур:

2) водопескопроявления как следствие внедрения в продуктивные отложения пластовых вод, снижающих прочностные свойства коллектора. Первый из перечисленных факторов имеет ограниченные масштабы распространения, поскольку текущий температурный запас в 10,7 °С (УКПГ-9) – 17 °С (УКПГ-2, 6) относительно равновесных температур гидратообразования обеспечивает безгидратные условия эксплуатации скважин. Тем не менее его полностью исключать не следует, особенно при вводе скважин дополнительного фонда и скважин, выходящих из ремонта на технологический режим. Расчеты показывают, что в этом случае первые 1–3 часа эксплуатации устьевые температуры не обеспечат безгидратные режимы работы. Данное обстоятельство обуславливает необходимость использования антигидратного ингибитора. Предотвращение пескопроявления обеспечивается соответствующим технологическим режимом, устанавливаемым путем регулярного проведения специальных газодинамических исследований комплексами “Надым-1” и “Надым-2”. При этом следует иметь в виду, что во времени технологический режим будет изменяться в сторону снижения дебита и депрессии на пласт. Последнее обусловлено зависимостью между предельной депрессией и величиной текущей обводненности, показывающей закономерное их уменьшение с ростом объемов внедряющейся пластовой воды. В случае невозможности регулирования технологического режима рекомендуется использовать фильтры, в частности стеклопластиковые, опыт применения которых имеется уже в настоящее время.

Наиболее простым способом удаления скапливающейся на забоях скважин жидкости являются периодические продувки. Однако этот путь ведет к неоправданным потерям газа и загрязнению окружающего воздушного бассейна. Поэтому более рациональным представляется использование для этих целей ПАВ различных модификаций.

Существенную долю (23 %) в общем балансе действующего фонда в настоящее время составляют самозадавливающиеся скважины (потенциальные претенденты на капитальный ремонт).

Анализ геолого-промысловой информации показывает, что основными видами ремонтов этой категории скважин являются:

- 1) дострелы в газовой среде (14 скважин);
- 2) очистка забоев от жидкостных и песчаных пробок в тех случаях, когда они перекрывают в зоне фильтра высокогазонасыщенные песчаные пласты (12 скважин);
- 3) сложные капитальные ремонты в скважинах с низким качеством цементирования обсадных колонн. Простая очистка забоев здесь не гарантирует долговременную эксплуатацию скважин с повышенными дебитами. Для исключения перетоков жидкости по некачественному цементному кольцу в таких скважинах необходимо устанавливать цементные экраны выше отметки текущего ГВК. Всего таких скважин 11.

Применяемая в настоящее время периодическая продувка самозадавливающихся скважин эффективна только при наличии конденсационной жидкости на забоях и качественного цементирования эксплуатационных колонн. В противном случае интенсивные продувки могут иметь негативные последствия, в частности подтягивание по некачественному цементному камню коноуса подошвенных вод и отсечение продуктивных пластов в зоне фильтра.

Для обеспечения надежной работы эксплуатационного фонда в период доразработки месторождения при планировании капитальных ремонтов рекомендуется предусмотреть предотвращение пескопроявлений путем установки песчано-гравийных фильтров (например, конструкции ВНИИГАЗа) для борьбы с водопроявлениями изоляции источников водопритоков; создание условий для эффективного подъема жидкости до устья с минимальными потерями давлений, обеспечение режима эксплуатации с минимально допустимым количеством извлекаемой воды.

При этом возможны следующие технические решения: применение ПАВ различных модификаций; замена лифтовых труб (переход на меньший диаметр) или применение хвостовиков меньшего диаметра; оснащение скважин устьевым оборудованием для периодического удаления скапливающейся на забое жидкости; применение плунжерных лифтов.

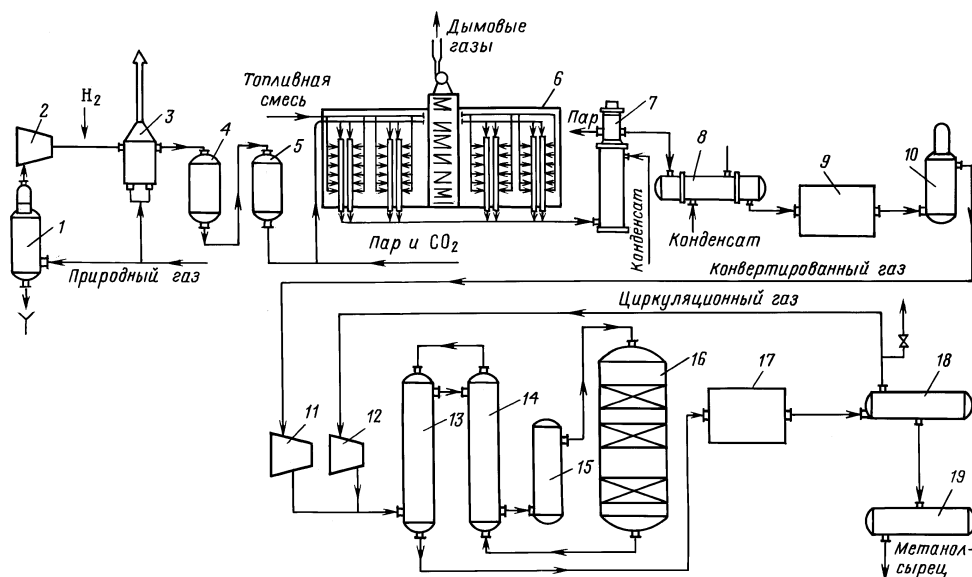
## **4.1.6**

### **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СИСТЕМЕ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО СБОРА, ПОДГОТОВКЕ И КОМПРИМИРОВАНИЮ ГАЗА**

#### **ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫЙ СБОР И КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА**

Сбор газа от кустов эксплуатационных скважин на Медвежьем месторождении осуществляют по лучевой схеме с подключением нескольких скважин к одному шлейфу. Данная схема обладает достаточной эксплуатационной надежностью и рекомендуется для дальнейшего использования. Для скважин дополнительного фонда допустима индивидуальная система сбора. Во всех рассматриваемых вариантах с учетом геокриологических и ландшафтных условий шлейфы сооружаются двумя способами – надземным и подземным. На вечномерзлых и малопросадочных грунтах рекомендуется подземная прокладка с гидроизоляцией в траншеи на глубину 0,8 м, на участках с просадочными грунтами, уклоном больше 5°, на торфяниках, а также при переходе через естественные преграды применим подземный способ прокладки. Термодинамические режимы работы индивидуальных шлейфов,





**Рис. 4.9. Схема производства метанола при 4–6 МПа:**  
 1, 10 и 18 – сепараторы; 2, 11 и 12 – компрессоры; 3 – подогреватель; 4 – аппарат для гидрирования соединений серы; 5 – адсорбер; 6 – трубчатая печь; 7 – котел-утилизатор; 8, 13 и 14 – теплообменники; 9 и 17 – холодильники-конденсаторы; 15 – подогреватель; 16 – колонна; 19 – сборник

как показывают расчеты, будут достаточно жесткими и зависящими от протяженности и диаметра шлейфа, массы транспортируемого газа.

По гидравлическим параметрам оптимальным является диаметр 219 мм, при котором потери давления находятся в пределах 0,1–0,4 МПа, а температурные режимы обеспечивают безгидратный транспорт до 7 км и более. В то же время при увеличении диаметра до 325 мм в период до 1995–2000 гг. режим работы соответствует гидратному. Для предотвращения гидратообразования потребуется ежесуточная подача в каждый шлейф 0,5–0,75 т метанола. Схема производства метанола приведена на рис. 4.9.

Компримирование газа на всех УКПГ Медвежьего месторождения осуществляется ДКС первой очереди, оснащенных компрессорными агрегатами ГТН-6, за исключением ДКС-9, где установлены агрегаты ГПА-Ц-16. В 1993 г. введен в эксплуатацию первый цех ЦДКС с 10 агрегатами ГПА-Ц-16, который принял на себя функцию второй очереди.

Для дальнейшей разработки месторождения как по первому, так и по второму варианту с 1996 г. был рекомендован второй цех ЦДКС с аналогичным набором технологического оборудования. Параметры работы ЦДКС показывают, что в этом случае суммарные мощности двух цехов ЦДКС и ДКС первой очереди достаточны для компримирования всего объема добываемого газа до конца расчетного срока эксплуатации. Тем не менее на ряде ДКС в период с 1998 по 2001 г. рекомендовано провести смену нагнетателей и перейти на более высокие степени сжатия. Такие замены было рекомендовано провести на УКПГ-7 в 1999 г. (степень сжатия 1,45), а также на ДКС-6 в 1998 г. (степень сжатия 1,3) и 2001 г. (степень сжатия 1,45).

## ПОДГОТОВКА ГАЗА К ДАЛЬНЕМУ ТРАНСПОРТУ

Подготовка газа к дальнему транспорту на Медвежьем месторождении осуществляется по схеме адсорбционной осушки газа (УКПГ-1, 3, 4, 5, 6) и абсорбционной осушки (УКПГ-2, 7, 8, 9). В целом они обеспечивают подготовку всего объема добываемого газа до требуемой стандартом кондиции. Однако фактический режим разработки, первоначальное неравномерное распределение отборов по площади газоносности, а также размещение части дожимных компрессорных мощностей после установок подготовки газа привели к значительным изменениям параметров технологии на УКПГ и неравномерным объемам подготавливаемого на установках газа. Причем существующие схемы переброски газа по поверхности между площадками (кроме УКПГ-6, 9) до конца обеспечивают оптимальное распределение объемов подготавливаемого газа. Поэтому производительность установок в настоящее время и в перспективе значительно различается.

Подготовка газа к дальнему транспорту осуществляется по следующей схеме: сбор газа от скважин, первичная сепарация на сепараторах-пылеуловителях ДКС, компримирование на ДКС, охлаждение на АВО ДКС, сепарация газа на УКПГ, осушка, транспорт газа по межпромысловому коллектору, компримирование на ЦДКС, подача газа в магистральный газопровод.

Регенерацию адсорбентов на адсорбционных промыслах производят циркуляцией части осушенного газа, отобранного с выхода УКПГ, и сбросом на вход ДКС за счет перепада давления, создаваемого на ДКС. Компрессоры газа регенерации, предусмотренные по проекту, в настоящее время отключены. Циркуляция газа регенерации осуществляется по следующей схеме: печь огневого нагрева, адсорбер, АВО газа регенерации, сепаратор газа регенерации, линия осушки перед сепараторами-пылеуловителями.

Регенерация абсорбента на установках гликолевой осушки ведется по схеме вакуумной регенерации и включает: выветриватель, теплообменник регенерации, десорбер, испаритель, АВО рефлюкса, вакуум-насос, трубопроводы и насосный парк.

Комплекс расчетов по прогнозу параметров работы установок показывает, что температура газа, входящего на установки, в перспективе может понизиться до 5–7 °С, температура газа, подаваемого после АВО на ДКС, будет составлять от 25 до 18–20 °С. Давление на установках составит от 0,5 до 0,1±0,15 МПа в конце эксплуатации и зависит от давления в межпромысловом коллекторе, т.е. от режимов работы ЦДКС и ДКС.

Технологический режим газосборной сети всех УКПГ как в настоящее время, так и в перспективе будет безгидратным, поэтому осложнений в технологии подготовки газа в связи с подачей метанола не ожидается, кроме возможных частных случаев. Увеличение удельного выноса пластовой воды приведет к росту нагрузки по жидкости в сепараторах-пылеуловителях.

## УСТАНОВКИ АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

Суммарная нагрузка по парам воды, несмотря на значительное снижение расходов по адсорбционным процессам, в настоящее время составляет 80–90 %, а по УКПГ-4 около 110 %. В перспективе суммарная нагрузка по влаге уменьшится до 10–50 % из-за значительного уменьшения суточных расходов.

Гидравлические режимы работы линии осушки адсорбционных установок находятся в пределах проектных режимов. Однако ожидаются значительные увеличения линейных скоростей в схеме регенерации и в линии осушки (и в адсорберах), что отрицательно повлияет на процесс подготовки газа. В ближайшие годы могут наблюдаться осложнения процессов осушки и регенерации, в частности, по УКПГ-1, 4 из-за недостаточного времени на регенерацию адсорбента.

Расчеты параметров печей огневого нагрева и АВО газа подтверждают их надежную работоспособность. Но при этом ожидается превышение линейных скоростей газа более 15 м/с в разные годы по УКПГ-1, 4, 5, 6.

### УСТАНОВКИ АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ

На УКПГ-2, 7, 8, 9 в качестве адсорбента применяют диэтиленгликоль высокой концентрации (не ниже 99,0–99,3 %). Регенерация насыщенного раствора диэтиленгликоля производится на установках вакуумной регенерации. В качестве теплоносителя применяется пар, получаемый в котельных установках. Многолетний опыт эксплуатации этих установок показал их весьма надежную работу.

При подготовке газа существенное значение имеет качественная первичная сепарация пластового газа, так как ее показатели влияют на нагрузку установок по влаге, минерализацию ДЭГа, работу ГПА и в целом на степень осушки газа.

Первичную очистку природного газа от жидкости и механических примесей на УКПГ производят в пункте сепарации пластового газа.

Пункты сепарации пластового газа (ПСПГ) УКПГ-2, 7, 8 имеют одноступенчатую систему очистки, на УКПГ-9 – двухступенчатую ПСПГ. УКПГ-2 состоит из четырех пылеуловителей, модернизированных по чертежам ЦКБН ГПР 476.00.000 и обвязанных параллельно. Согласно прогнозным расчетам параметров работы промысла, аппараты обеспечат эффективную работу до конца эксплуатации.

Однако из-за большой протяженности газопровода (около 700 м) от ПСПГ до ДКС-2 во всасывающем коллекторе накапливается конденсационная влага.

ПСПГ ДКС-7 имеет одноступенчатую систему и состоит из 12 параллельно соединенных сепараторов С-1, модернизированных по чертежам ЦКБН ГПР 433.00.000. Аппараты работают с минимальной нагрузкой по газу и обеспечат эффективную очистку газа до конца эксплуатации газового промысла.

ПСПГ ДКС-8 имеет одноступенчатую систему и состоит из 6 параллельно обвязанных пылеуловителей, модернизированных по чертежам ТюменНИИГипрогаза МПУ-3.05.000.

ПСПГ ДКС-9 имеет двухступенчатую систему очистки газа: на первой ступени четыре пылеуловителя ГП 144.00.000 с пятью циклонами; на второй – пять фильтр-сепараторов ГП 605.01.00.000. Ранее проведенные исследования и расчеты показывают, что до конца эксплуатации обеспечивается их эффективная работа.

В связи с тем, что в процессе доразработки месторождения будет увеличиваться удельное содержание пластовой и конденсационной воды в газе и возможны залповые поступления жидкости в аппараты, потребуется даль-

нейшее совершенствование сепарационного, массообменного оборудования и блока очистки ДЭГа от солей и механических примесей.

В целом прогнозные расчеты параметров работы газовых промыслов позволяют сделать следующие выводы:

1) несмотря на снижение объемов подготавливаемого газа, в работе адсорбционных УКПГ будут осложнения;

2) необходимо предусмотреть внедрение комплекса мероприятий, которые обеспечат стабильную работу УКПГ до конца их эксплуатации;

3) установки абсорбционной осушки газа обеспечат подготовку газа согласно ОСТ 51.40.93 при соблюдении требуемых параметров ведения процесса ( $t = 10-15$  °С, концентрация ДЭГа 99,5–99,7 %, расход ДЭГа 10–18 кг/тыс. м<sup>3</sup>);

4) при снижении давления газа в абсорберах ниже 3 МПа (30 кгс/см<sup>2</sup>), концентрации регенерированного ДЭГа менее 99–99,3 %, температуре контакта выше 20–25 °С возможно ухудшение качества осушки газа;

5) необходимое количество регенерированного ДЭГа для осушки планируемого объема газа на УКПГ-2, 7, 8 достигается работой одной установки вакуумной регенерации на весь период эксплуатации, а на УКПГ-9 – одной или двумя установками в зависимости от необходимого количества циркулируемого ДЭГа;

6) потребуются реконструкция (модернизация) АВО газа ДКС для достижения температуры контакта “Газ – ДЭГ” в абсорберах в пределах 10–15 °С;

7) на существующих установках вакуумной регенерации ДЭГа УКПГ-2, 7, 8, 9 достигается концентрация 99,0–99,5 % (массовая доля), в дальнейшем по мере падения пластового давления потребуются совершенствование технических решений, позволяющих достичь концентрации ДЭГа в пределах 99,5–99,7 %.

## 4.2

### РАЗРАБОТКА УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Уренгойское месторождение (Уренгойская, Ен-Яхинская и Песцовая площади) расположено на территории Пууровского и Надымского районов Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области. Ен-Яхинская, Песцовая, северная часть Уренгойской площади находятся за Полярным кругом.

#### 4.2.1

##### ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юры, мела, палеогена и четвертичной системы, залегающие на палеозойском складчатом фундаменте. Общая толщина осадочного чехла на месторождении около 7 км.

Меловая система подразделяется на две литологические формации: нижнемеловую, состоящую в нижней части (до баррема включительно) в основном из чередования пластов (иногда линзовидных) глин и аргиллитов с алевролитами и песчаниками, а в верхней части (апт-сеноман) преимущественно из песчаных образований толщиной до 100 м;

верхнемеловую, сложенную глинами, являющимися региональной покровной сеноманского продуктивного горизонта. Толщина покровной достигает 700 м.

С верхней частью нижнемеловых и нижней частью верхнемеловых образований (апт-сеноман) связан основной продуктивный горизонт – сеноманский. Горизонт залегает на глубинах 950–1250 м. Его общая толщина составляет около 100 м.

В разрезе сеноманской толщи отчетливо проявляется цикличность, являющаяся неотъемлемой особенностью всех осадочных образований и отражающая смену обстановок осадконакопления во времени.

Установленная цикличность разреза нижнего мела Западной Сибири позволила разработать и предложить принципиально новый подход к детальным исследованиям продуктивной толщи сеномана крупнейших газовых месторождений севера Западной Сибири. За базовую основу для детальных исследований были взяты месторождения Медвежье и Уренгойское. Здесь применили и опробовали методику фашиально-циклического анализа на генетической основе, предложенную В.И. Ермаковым (1976–1985 гг.).

В разрезах продуктивной толщи по данным БКЗ, стандартного каротажа, каверно- и радиометрии выделили четыре основных типа пород:

- 1) хорошо проницаемые ( $k_{пр} > 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ );
- 2) проницаемые породы ( $k_{пр} = (0,5 \pm 0,1) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ), представленные песчаниками, разно- и мелкозернистыми алевролитами;
- 3) слабопроницаемые породы ( $k_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ): алевролиты мелкозернистые и пачки тонкого переслаивания алевролитов и глин;
- 4) непроницаемые глинистые породы.

Песчаники и проницаемые алевролиты слагают, как правило, русловые фации, приуроченные к началу каждого цикла.

Алевритоглинистые породы составляют пойменные, болотно-пойменные и озерные фации, завершающие цикл осадконакопления.

Все сеноманские залежи севера Тюменской области относятся к субмассивному типу. Отсутствие сплошных глинистых экранов, разделяющих залежь по площади и этажу газоносности, не позволяет относить их к пластово-массивному типу. С другой стороны, наличие изменчивых линзовидных прослоев, иногда большой протяженности и площади, отличает их от залежей массивного типа, для которых характерно вторжение пластовых вод как по напластованию, так и по вертикали. Рассматриваемые залежи водоплавающие. Контакт газ – вода имеет слабый наклон в субмеридиональном направлении.

По существу, система структур, составляющих собственно Уренгойскую антиклиналь и примыкающие к ней поднятия (Ен-Яхинское, Песцовое), объединяет одну крупнейшую залежь с единой плоскостью газоводяного контакта. От собственно Уренгойской залежи эти структуры отделяются различными по ширине и высоте седловинами. В пределах Ен-Яхинской залежи по новым данным газоводяной контакт прослеживается на отметках минус 1193–1199 м. Наклон плоскости ГВК отмечается в северо-восточном направлении. Уточнен контур газоносности.

Газ сеноманской залежи Уренгойского месторождения по химическому составу весьма сходен с газом других сеноманских залежей севера Тюменской области. Он имеет в основном метановый состав (от 95,4 до 99,3 %). Максимальное содержание углеводородов  $C_{2+}$  выше не превышает 1 %.

Относительная плотность газа по воздуху колеблется от 0,557 до 0,563.

Критические параметры приведены ниже:

Среднекритическое давление.....	4,64 МПа
Среднекритическая температура.....	190,5 К
Низшая теплотворная способность.....	7648–7972 ккал/м <sup>3</sup> (в среднем – 7883 ккал)

Среднее содержание компонентов, входящих в состав газа (молярная доля, %), следующее:

$CH_4$ .....	98,28	$C_{3+}$ выше.....	0,0006	He.....	0,013
$C_2H_6$ .....	0,15	$CO_2$ .....	0,35	Ar, Kr+Xe.....	0,023
$C_3H_8$ .....	0,002	$H_2$ .....	0,02	$H_2S$ .....	Следы
$C_4H_{10}$ .....	0,0014	$N_2$ .....	1,16		

Выход конденсата – 0,03–0,05 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

По фракционному составу конденсат соответствует нормам на топливо для быстроходных дизелей (ГОСТ 4749–49), в том числе арктическому дизельному топливу марки ДА, предназначенному для эксплуатации двигателей при температуре воздуха ниже минус 30 °С. Однако из-за большого содержания в конденсате нафтеновых углеводородов метановое число его невелико и равно 36, что несколько больше, чем предусмотрено ГОСТом на арктическое дизельное топливо. Вязкость этого конденсата 4,66 см<sup>2</sup>/с. По указанным причинам конденсат сеноманской залежи можно рассматривать как компонент арктического дизтоплива.

## 4.2.2

### ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Проектирование разработки Уренгойского месторождения велось в несколько этапов в связи с расширением изученности и пересмотром запасов газа залежи, изменением заданий на проектирование, отставанием бурения скважин и обустройства промысла.

На месторождении, уникальном по запасам газа и расположенном в труднодоступной местности, уже в первых проектах рассмотрена принципиально новая система разработки и обустройства: кустовое размещение вертикальных эксплуатационных скважин увеличенного диаметра в наиболее продуктивных зонах; дебиты, в несколько раз превышающие ранее полученные на газовых промыслах страны; дифференцированная система вскрытия продуктивного горизонта; установки комплексной подготовки газа (УКПГ) повышенной производительности и др. Особое внимание было уделено (в условиях ограниченной информации) определению продуктивной характеристики скважин, технико-экономическому обоснованию оптимального дебита и конструкции скважин, количеству скважин в кусте и суммарной производительности куста скважин и др.

Результаты анализа фактического состояния разработки месторождения, проводимого в порядке авторского надзора в течение всего периода эксплуатации, подтвердили обоснованность принятых решений. Вместе с тем отставание сроков ввода УКПГ, эксплуатационного и наблюдательного фонда скважин, ДКС, значительное превышение годовых отборов из сеноманской

залежи Уренгойской площади приводило к необходимости внесения корректив в проектные показатели. Хронология такова:

1973, 1974, 1975 гг. – проекты разработки залежи Уренгойской площади составлены до ввода в эксплуатацию месторождения на запасы 1970 г.; годовой отбор на период постоянной добычи соответственно 30 (ОПЭ), 60, 100 млрд. м<sup>3</sup>;

1978 г. – месторождение введено в эксплуатацию;

1979 г. – проект разработки залежи Уренгойской и Ен-Яхинской площадей на запасы 1970 г.; годовой отбор 160 млрд. м<sup>3</sup> (соответственно 130 и 30 млрд. м<sup>3</sup>);

1981 г. – проект разработки Уренгойского месторождения (без Песцовой площади) на объем годовой добычи 250 млрд. м<sup>3</sup> (в том числе Северо-Уренгойское месторождение – 15 млрд. м<sup>3</sup>; запасы 1974 г.) составлен в связи с увеличением ГКЗ в 1979 г. запасов газа; планировалось в 1984–1985 гг. завершить бурение и ввод эксплуатационных, наблюдательных скважин и обустройство месторождений (ввод ДКС проектировался с 1986 г.);

1983 г. – дополнения к проекту (показатели разработки Таб-Яхинского участка; годовой отбор 10 млрд. м<sup>3</sup>);

1985 г. – коррективы проектных показателей разработки в связи с увеличением планируемой годовой добычи и отставанием ввода в эксплуатацию Ен-Яхинской площади и Северо-Уренгойского месторождения (годовой отбор 250 млрд. м<sup>3</sup> осуществлялся только из залежи Уренгойской площади);

1991 г. – проект разработки Уренгойского месторождения – корректировка показателей разработки Уренгойской (в том числе Таб-Яхинский участок) и Ен-Яхинской площадей в связи с неподтверждаемостью запасов газа ГКЗ 1989 г. по фактическим данным разработки, отставанием обустройства (Таб-Яхинский участок) и сроков ввода ДКС;

1991 г. – проект разработки залежи Песцовой площади на объем годовой добычи 27,5 млрд. м<sup>3</sup>; запасы ГКЗ 1989 г.;

1996 г. – проект разработки Уренгойского месторождения – корректировка уровней добычи Уренгойской (в том числе Таб-Яхинский участок) и Ен-Яхинской площадей в связи с рассмотрением ЦКЗ б. РАО “Газпром” запасов газа, оцененных по фактическим данным разработки (и рекомендацией принять их для расчета прогнозных показателей), и отставанием сроков ввода ДКС;

1996 г. – принят проект разработки Северо-Уренгойского месторождения, составленный в 1994 г. в связи с увеличением ГКЗ в 1991 г. запасов газа.

### 4.2.3

#### СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

На 01.01.98 разработка сеноманской залежи месторождения велась на основании проекта разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения, утвержденного в 1996 г.

Динамика проектных и фактических показателей разработки за весь период эксплуатации (годового отбора газа, среднего дебита скважин, эксплуатационного и действующего фонда скважин, суммарной добычи газа) Уренгойской и Ен-Яхинской площадей и Северо-Уренгойского месторождения приведена на рис. 4.10–4.13.

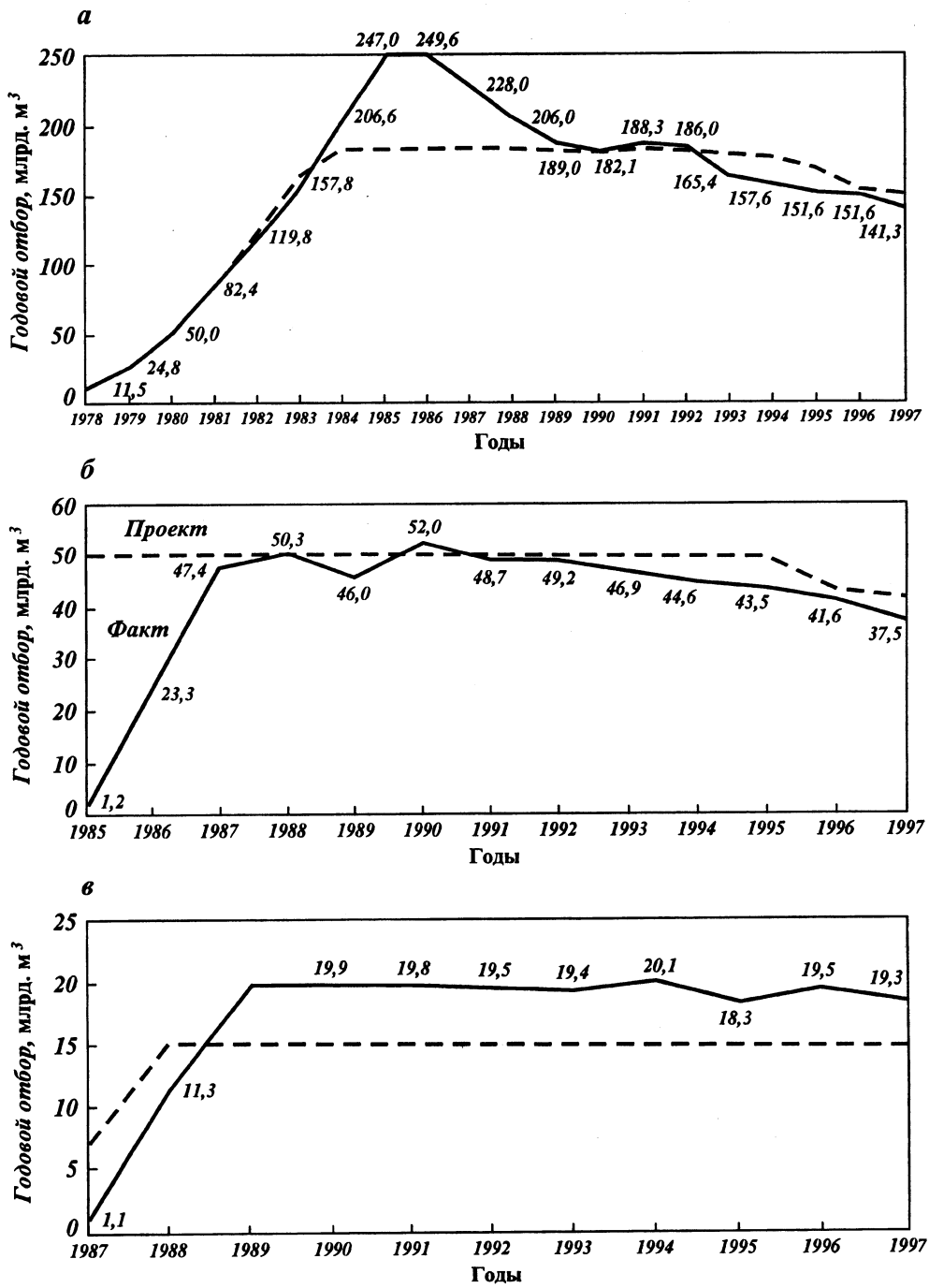


Рис. 4.10. Динамика годовой добычи газа:  
 а – Уренгойская площадь; б – Ен-Яхинская площадь; в – Северо-Уренгойское месторождение



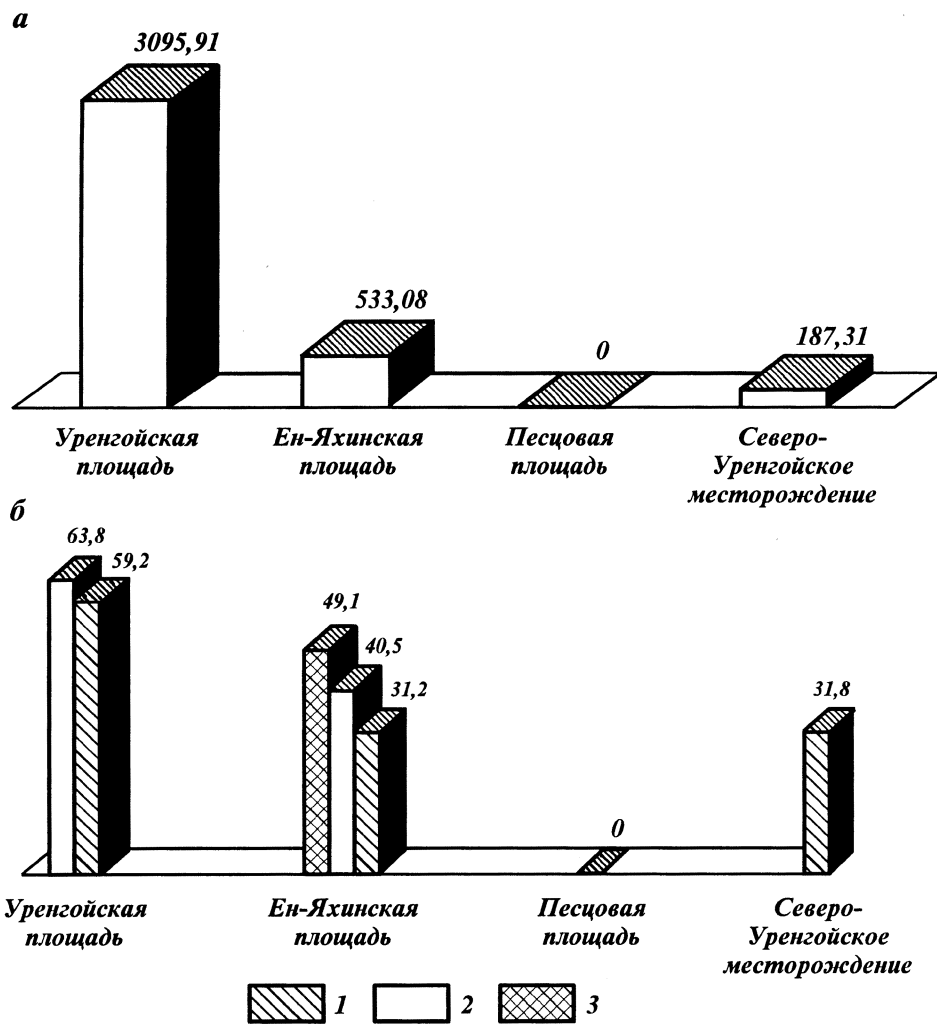


Рис. 4.11. Суммарный отбор газа, млрд. м<sup>3</sup> (†), отношение суммарного отбора газа площади к ее начальным запасам, % (·):  
 1 – запасы по ГКЗ; 2 – запасы по ЦКЗ; 3 – ВНИИГАЗ, расчет показателей разработки

Основная добыча на 01.01.98 приходится на залежь Уренгойской площади – 85,3 % от суммарной добычи месторождения.

Годовой отбор газа из залежи Уренгойского месторождения составил 178,8 млрд. м<sup>3</sup> (ниже проектного на 7,9 %).

Условия освоения и характер разработки месторождения и его отдельных участков обусловили формирование текущего поля пластовых давлений. Характер распределения пластового давления свидетельствует о хорошей газодинамической связи как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений и позволяет рассматривать процесс отработки залежи как единой газодинамической системы.

На Уренгойской площади на 01.01.98 минимальное давление отмечено в

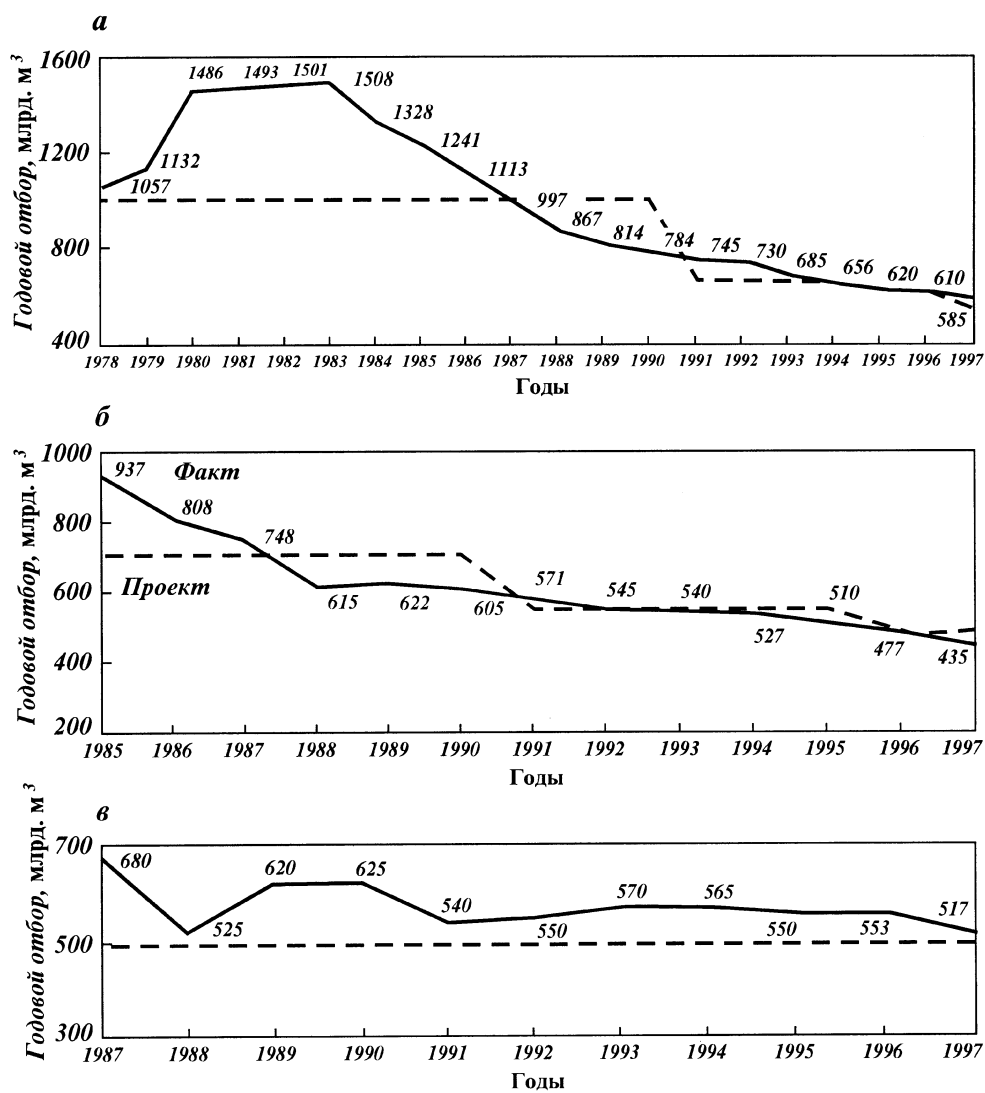


Рис. 4.12. Динамика дебитов скважин:

а – Уренгойская площадь; б – Ен-Яхинская площадь; в – Северо-Уренгойское месторождение

районе эксплуатационных скважин УКПГ-3÷6 – среднее давление в этой зоне снизилось относительно начального на 7,0÷7,2 МПа, или на 59÷61 %.

На неразрабатываемом Таб-Яхинском участке пластовое давление снизилось относительно начального на 2,7÷4,7 МПа в связи с перетоками в зону УКПГ-10.

Глубина текущей воронки депрессии по Уренгойской площади – разница между минимальным (куст № 47) и максимальным (скв. № 177а на юге) давлениями составляет 3,9÷4,8 МПа.

На Ен-Яхинской площади среднее пластовое давление в зоне УКПГ-12

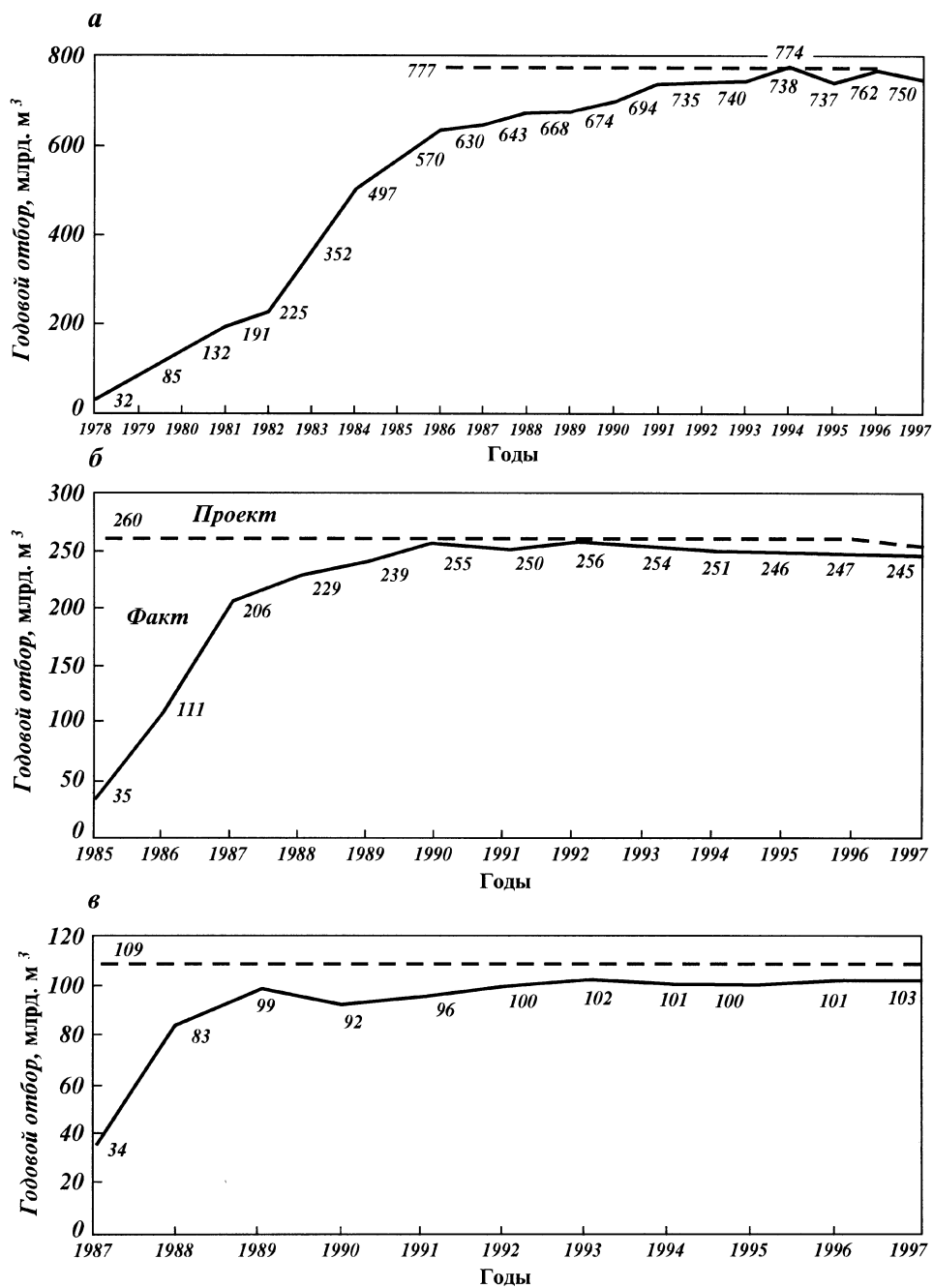


Рис. 4.13. Динамика фонда действующих скважин:

а – Уренгойская площадь; б – Ен-Яхинская площадь; в – Северо-Уренгойское месторождение

соответствует проектному; в зонах УКПГ-11, 13 – выше проектного (на 0,3÷0,4 МПа). Минимальное давление – в зоне эксплуатационных скважин УКПГ-12; максимальное – на УКПГ-13.

Среднее пластовое давление снизилось по скважинам УКПГ-11 на 41,8 % от начального, УКПГ-12 – на 50 %, УКПГ-13 на 41 %.

По Северо-Уренгойскому месторождению пластовое давление на 01.01.98 снизилось на 38,5 % от начального и составляет 7,3 МПа. Минимальное давление в зоне эксплуатационных скважин 6,9 МПа.

Устьевые давления, МПа, средние по УКПГ на 01.01.98, следующие:

Уренгойская площадь – 3,3 (УКПГ-5) ÷ 4,4 (УКПГ-10);

Ен-Яхинская – 4,2 (УКПГ-12) ÷ 4,4 (УКПГ-13);

Северо-Уренгойское месторождение – 4,8.

Компрессорный период эксплуатации на Уренгойском месторождении – с 1987 г. Сроки ввода ДКС в силу различных причин неоднократно корректировались, что привело к существенному отклонению реальных условий эксплуатации УГКМ от первоначально определенных проектом разработки месторождения.

Строительство I очереди ДКС закончено в I кв. 1996 г. (УКПГ-2); ДКС II очереди введены на УКПГ-1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12.

Отставание ввода ДКС приводило к тому, что значительный фонд скважин в течение длительного времени работал на режиме  $p = \text{const}$ , так как давление на устье ограничивалось давлением в коллекторе, в связи с чем были снижены годовые отборы в зонах отдельных УКПГ.

#### 4.2.4

##### **АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ ФИЛЬТРАЦИИ. УТОЧНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ “СРЕДНЕЙ” СКВАЖИНЫ ЗОН УКПГ**

С целью определения текущей продуктивной характеристики скважин, необходимой для правильного установления технологического режима, и регулирования отборов газа по отдельным скважинам, кустам, УКПГ на Уренгойском и Северо-Уренгойском месторождениях в течение всего периода разработки проводились испытания при стационарных режимах фильтрации по стандартной методике.

Учитывая, что эксплуатационные скважины оборудованы пакерами и забойными клапанами-отсекателями (проектировалось для обеспечения надежности эксплуатации), обработку результатов испытаний проводили по формуле  $\Delta p^2 = p_{\text{пл}}^2 - p_y^2 \cdot e^{2s}$  при заданном дебите  $Q$ . При этом определяется коэффициент сопротивления призабойной зоны пласта  $A$  и коэффициент  $(B+\theta)$ , где  $\theta$  характеризует суммарные потери давления в лифтовой колонне и забойном оборудовании.

С целью уменьшения затрат на промысловые испытания скважин и сокращения потерь газа в атмосферу во ВНИИГазе разработали и с 1985 г. внедряют на Уренгойском месторождении методику испытаний на одном рабочем режиме. Анализ результатов исследований 637 скважин Уренгойской площади по стандартной методике за 12 лет с начала эксплуатации

показал, что зависимость  $p_{пл}^2 - p_y^2 \cdot e^{2s}$  от  $Q$  конкретной скважины практически постоянна во времени. В связи с этим было рекомендовано шире применять замеры дебита и устьевого давления на рабочем режиме в качестве контрольной точки на индикаторной линии  $p_{пл}^2 - p_y^2 \cdot e^{2s}$  как функции  $Q$  (использовать данные разновременных стандартных исследований конкретной скважины).

Исследования скважин на одном рабочем режиме и сегодня актуальны в связи с законом об окружающей среде и рациональном использовании природных ресурсов, ограничивающем выпуск газа в атмосферу. В то же время эти исследования и исследования без выпуска газа в атмосферу за последние годы (1992–1997 гг.) резко сокращены.

Для достоверной оценки забойного давления, депрессии и коэффициента  $B$  необходимо знать и достоверное значение  $\theta$ . Начиная с 1981 г., на месторождении проводят исследования скважин с применением глубинных приборов, которые позволили определить забойные давления и депрессии на рабочих режимах, а также коэффициенты  $\lambda$  и  $\theta$ . Фактические значения  $\theta$  конкретных скважин изменяются в широком диапазоне, и величина их зависит от внутреннего диаметра лифтовой колонны (сужений ее в интервале установки пакера, дополнительных сопротивлений в соединениях, различной толщины стенок отдельных секций и др.), седла пакера и клапана-отсекателя.

Распределение на площадях количества скважин по фактическим диаметрам и процентное отношение их к общему эксплуатационному фонду приведены в табл. 4.3.

Как отмечалось в проекте, в скважинах с лифтовой колонной диаметром 168 мм значение  $\theta$  изменяется в диапазоне  $(20 \div 80) \cdot 10^{-5}$ . Среднее значение  $\theta$ , определенное для группы скважин, в которых проводились глубинные исследования до установки клапана-отсекателя и после, составляет соответственно  $35 \cdot 10^{-5}$  и  $55 \cdot 10^{-5}$ . Значение  $\theta$  "средней" скважины  $60 \cdot 10^{-5}$ .

По номограмме, приведенной в проекте, оценивалась абсолютная ошибка  $\delta\theta$ , дающая погрешность в 0,1 МПа для забойного давления и депрессии при заданных значениях  $p_{заб}$  и  $Q$ . Так, при  $Q = 1000$  тыс. м<sup>3</sup>/сут и  $p_{заб} = 10$  МПа может быть допущена та же погрешность в 0,1 МПа при  $\delta\theta = 20 \cdot 10^{-5}$ . При снижении  $p_{заб}$  влияние точности определения  $\theta$  на расчетную величину  $p_{заб}$  и депрессию увеличивается, и на конец периода постоянной добычи ( $p_{заб} = 5$  МПа) при том же дебите  $\delta\theta$  составит уже  $10 \cdot 10^{-5}$ .

Анализ результатов исследований показал, что в эксплуатационных скважинах с лифтовой колонной диаметром 168 мм для практической оценки забойного давления, депрессии, коэффициента  $B$  по результатам стационарных исследований может быть использовано значение  $\theta$ , определенное по

ТАБЛИЦА 4.3

Месторождение	Диаметр лифтовой колонны, мм		
	168	114	127; 102; 89; 73
Уренгойское:			
Уренгойская площадь	604/53	118/10	52/5
Ен-Яхинская площадь	—	240/22	21/2
Северо-Уренгойское	—	81/7	17/1
Итого:	604/53	439/39	90/8

глубинным исследованиям. В то же время в скважинах с лифтовой колонной диаметром 114 мм и ниже влияние  $\delta\theta$  на  $p_{заб}$  и депрессию существенно.

В проекте при расчете технологических показателей “средней” скважины с лифтовой колонной диаметром 114 мм принята  $\theta = 250 \cdot 10^{-5}$ . Фактическое ее значение по результатам глубинных исследований конкретных скважин изменяется в основном от  $100 \cdot 10^{-5}$  до  $600 \cdot 10^{-5}$ . Для лифтовых колонн одного диаметра (с однотипным забойным оборудованием) и близкими по величине дебитами следует ожидать одинаковых значений  $\theta$ . Однако анализ глубинных исследований за период 1990–1996 гг. конкретных скважин с лифтовой колонной диаметром 114 мм (УКПГ-11+13,15) показывает изменение  $\theta$  в широком диапазоне при близких дебитах.

Отклонение  $\theta$  скважины от средней величины составляет  $\pm 150 \cdot 10^{-5}$  (клапан-отсекатель извлечен) и более. Таким образом, использование средних значений  $\theta$  для расчета  $p_{заб}$ ,  $\Delta p$ ,  $B$  по результатам стационарных исследований конкретной скважины с лифтовой колонной диаметром 114 мм и меньше может привести к существенным ошибкам.

Проектные значения коэффициентов фильтрационного сопротивления и пласта, и призабойной зоны “средней” скважины УКПГ, используемой для расчета технологических показателей разработки, рассчитывались в зависимости от эффективной мощности интервала перфорации  $h_{э.п.}$ . До ввода в разработку сеноманских залежей эта зависимость определялась по результатам исследований разведочных скважин месторождений севера Тюменской области,  $h_{э.п.}$  которых не превышала 20 % от общей эффективной мощности, и трех специальных скважин, где перфорирована практически вся  $h_{э.п.}$ . В связи с тем, что весь фактический фонд эксплуатационных скважин был оснащен забойным оборудованием, корректировка кривых в проекте проводилась по результатам исследования 100 эксплуатационных скважин месторождения Медвежье до установки в них забойного оборудования.

Сопоставление показало, что коэффициенты  $A$  и  $B$  по данным исследований скважин эксплуатационного фонда при одной и той же величине  $h_{э.п.}$  несколько меньше, чем по разведочным.

Эти зависимости были использованы для обоснования необходимой и достаточной величины эффективной мощности в интервале перфорации эксплуатационных скважин Уренгойской площади.

Методический подход для определения проектных значений коэффициентов  $A$  и  $B$  “средней” скважины по эффективной мощности в интервале перфорации можно считать обоснованным, а продуктивная характеристика призабойной зоны пласта и скважины Уренгойской площади соответствует проектной.

В то же время для расчета прогнозных показателей разработки “средней” скважины УКПГ необходимо использовать коэффициенты  $A$  и  $(B + \theta)$ , характеризующие весь эксплуатационный фонд, включая скважины с диаметром лифтовой колонны 114 мм (и меньше) и с ухудшенной продуктивной характеристикой.

В настоящей работе  $(B + \theta)$  оценивались также и по устьевым ( $p_y$ ) параметрам работы УКПГ по состоянию на начало 1997 г., которые практически совпадают с проектными для всего фонда эксплуатационных скважин Уренгойской площади.

## 4.2.5

### КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

В проекте 1981 г. контроль за разработкой Уренгойской и Ен-Яхинской площадей предусматривалось осуществлять с помощью 212 наблюдательных скважин, специально пробуренных или переоборудованных из разведочного фонда, в которых рекомендовалось проводить наблюдения за динамикой ГВК, пластового давления в газовой залежи и статических уровней в водоносной части пласта.

С целью уточнения структурного плана, дополнительного изучения продуктивной толщи и ее водонапорного бассейна, петрофизической характеристики разреза и объемных параметров пород-коллекторов для более точной оценки запасов газа проектировалось осуществить опережающее бурение наблюдательных скважин, в том числе 19 специальных – 17 оценочных и 2 для определения объемных параметров.

Контроль за изменением пластового давления в газовой залежи проектировалось осуществлять как в скважинах эксплуатационного фонда, так и наблюдательных, специально пробуренных или переведенных из разведочного фонда.

На Уренгойском месторождении рекомендовалось для этих целей переоборудовать 39 разведочных скважин и пробурить 7 новых наблюдательных скважин на периферии залежи. Кроме того, планировалось использовать пять скважин, расположенных на куполах в районе УКПГ-7, 8, 11, 12, 13 и предназначенных для наблюдения за давлением в приконтактной зоне залежи; две скважины, расположенные на периферии Уренгойской площади, для наблюдений за ГВК в газовой среде и давлением; 16 оценочных скважин. Всего для контроля за изменением пластового давления в газовой залежи проектировалось использовать 69 наблюдательных скважин.

Контроль за динамикой ГВК в газовой залежи предусматривалось осуществлять по всей площади газоносности специально пробуренными наблюдательными скважинами.

Контроль за давлением в законтурной области и под газовой залежью проектом предусматривалось осуществлять системой гидропъезометрических скважин, включающей в себя три поперечных профиля (два на Уренгойской площади и один на Ен-Яхинской) и один продольный по оси Уренгойского и Северо-Уренгойского месторождений. Кроме того, с целью получения систематических сведений о пластовых водах и их начальных статических уровнях в разрабатываемой части месторождения, изучения характера влияния водонапорного бассейна на газовую залежь в процессе разработки был запроектирован в районе УКПГ-8 куст из трех скважин для гидрогеологических исследований, в которых водоносный пласт вскрывался ниже ГВК сеноманской газовой залежи на 50, 150 и 300 м. Всего на Уренгойском месторождении проектировалось 36 гидропъезометрических скважин, в том числе 14 намечалось переоборудовать из разведочных.

Для наблюдения и контроля за растеплением околоствольного пространства, а также с целью уточнения строения и изучения температурного режима толщи многолетнемерзлых пород проектировалось бурение 14 скважин глубиной до 600 м.

Фактически на начало 1985 г. разрабатывалась только залежь собственно Уренгойской площади, но и здесь отмечалось отставание обустройства –

фонд эксплуатационных скважин составлял около 75 % от проектного на данной площади, наблюдательных – 50 %, причем последние располагались в зоне эксплуатационного разбуривания.

В связи с неудовлетворительной организацией контроля за разработкой и необходимостью доразведки периферийных частей залежи Уренгойского месторождения было принято решение дополнительно к заранее запроектированным пробурить 72 наблюдательные скважины.

Таким образом, после внесения корректив фонд наблюдательных скважин увеличился на 43 единицы, в том числе на Уренгойской площади на 26, на Ен-Яхинской площади на 17.

Скорректированное количество проектных скважин для контроля за разработкой и обслуживания промысла Уренгойского месторождения (Уренгойская и Ен-Яхинская площади) составляло 287 скважин, в том числе наблюдательных за ГВК, пластовым давлением и гидропъезометров – 241, включая 2 для оценки объемных параметров; наблюдательных за растеплением мерзлоты – 14; нагнетательных для промстоков – 32.

В проекте 1991 г. отмечалось, что по состоянию на 01.01.91 г. бурение проектного эксплуатационного фонда на Уренгойском месторождении практически закончено. Однако бурение наблюдательных и переоборудование разведочных скважин выполнено всего на 50 %.

В связи с создавшимся состоянием фонда наблюдательных скважин, сокращением финансирования бурения, а также с тем, что необходимость в ряде наблюдательных скважин отпала (в частности, в большом количестве гидропъезометров), в проекте были даны предложения по сокращению фонда наблюдательных скважин с одновременной корректировкой местоположения части оставшихся недобуренных скважин для контроля за разработкой и с целью доразведки периферийных частей залежи.

При рассмотрении проекта разработки 1991 г. с целью получения надежной информации для подсчета запасов газа было принято решение завершить в 1992–1993 гг. бурение 42 проектных наблюдательных скважин в соответствии с уточненной схемой их размещения.

Таким образом, общее количество наблюдательных скважин по проекту 1991 г. должно было составить 166.

#### **КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

На Северо-Уренгойском месторождении проектом 1981 г. рекомендовалось для контроля за разработкой пробурить 14 скважин за ГВК, в том числе 7 на крыльевых частях.

Также рекомендовалось переоборудовать из разведочного фонда 11 скважин для наблюдения за пластовым давлением, из них 9 на периферии.

В первую очередь намечалось бурение скважин по контролю за ГВК.

Общий фонд наблюдательных скважин (за давлением, ГВК и пьезометрических) по проекту составлял 31 единицу.

Так же, как и по Уренгойскому месторождению, наблюдательные скважины рекомендовалось вводить раньше или одновременно с эксплуатационными.

Для наблюдения и контроля за растеплением пород проектировалось бурение семи скважин в зоне кустов, из них шесть глубиной 150 м и одна со вскрытием полной мощности многолетнемерзлых пород (400–500 м).



В “Коррективах...” 1985 г. число наблюдательных скважин, предусмотренных на Северо-Уренгойском месторождении, не пересматривалось. Месторождение введено в эксплуатацию в 1987 г.

Скорректированный позднее проектный фонд наблюдательных скважин составлял 27 единиц, в том числе 11 разведочных.

В проекте 1991 г. Северо-Уренгойское месторождение не рассматривалось, так как в это время пересматривались запасы газа сеноманской залежи.

Незначительное количество наблюдательных скважин в периферийных частях привело к тому, что информации по контролю за разработкой за пределами эксплуатационного поля недостаточно.

Проектом 1998 г. планировался ввод в разработку восточного купола Северо-Уренгойского месторождения. Для контроля за ГВК и давлением рекомендовалось дополнительно пробурить две наблюдательные кустовые скважины и одну скважину на периферии. Вместе с ними проектный фонд наблюдательных скважин составляет 30 единиц (из них 11 – разведочные).

### **КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Рекомендации по контролю за разработкой Песцовой площади были даны в проекте, выполненном в 1990 г.

В основу размещения сети наблюдательных скважин положена схема, состоящая из двух профилей, пересекающих месторождение по линии разведочных скважин.

Контроль за пластовым давлением в зоне кустов осуществляется замерами по фонду эксплуатационных скважин. В периферийных частях для этой цели предусматривается максимальное использование разведочного фонда, для чего предлагается вывести из консервации девять разведочных скважин. Для полного и равномерного охвата периферийных частей наблюдением за полем давления дополнительно предусматривается бурение четырех скважин. В совокупности со скважинами разведочного фонда они образуют замкнутое кольцо вокруг зоны эксплуатационного разбуривания с одинаковым расстоянием между наблюдательными скважинами.

Таким образом, проектная схема контроля за разработкой Песцовой площади предполагает наличие 23 скважин, в том числе 9 для контроля за ГВК, 13 за распределением давления в периферийной зоне и 1 глубокую пьезометрическую скважину. Из них подлежали бурению 14 скважин. Все наблюдательные скважины бурятся вертикальными с отбором керна в разрезе продуктивных отложений.

### **СОСТОЯНИЕ ФОНДА НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

На Уренгойском месторождении по проекту 1991 г., общее количество наблюдательных скважин, предназначенных для контроля динамики ГВК, пластового давления в газовой залежи и пьезометров, по разрабатываемым площадям должно было составлять 166 единиц (126 – на Уренгойской площади, 40 – на Ен-Яхинской).

По состоянию на 01.01.98 г. их количество должно было достичь 178 единиц:

128 на Уренгойской площади; из них для наблюдения за ГВК – 63

(в том числе в кустах эксплуатационных скважин и одиночных в зоне отбора – 58), за пластовым давлением – 27, пьезометры – 38;

50 на Ен-Яхинской площади (в том числе 6 на Песцовой площади); из них для наблюдения за ГВК – 19 (в том числе кустовых и одиночных в зоне эксплуатационного разбуривания – 15), за пластовым давлением – 23 (из них 5 на Песцовой площади), пьезометры – 8 (из них 1 на Песцовой площади).

Из рекомендованных проектом 1991 г. к бурению 42 скважин (на Уренгойской площади – 24, на Ен-Яхинской – 18) на 01.01.98 г. пробурены и приняты на баланс ПО “Уренгойгазпром” 36 скважин.

На Ен-Яхинской площади пробурена и принята на баланс ПО “Уренгойгазпром” 21 скважина.

После внесенных корректив на 01.01.98 г. общий фонд наблюдательных за ГВК, давлением и пьезометрических скважин на Уренгойском месторождении (без Песцовой площади) должен был составить 170 (по Уренгойской площади – 128, по Ен-Яхинской – 42).

На Песцовой площади с целью доразведки Санского (Северо-Песцового) участка ПО УГП дополнительно пробурены в 1994–1996 гг. и приняты на баланс в качестве наблюдательных за давлением шесть скважин.

Для контроля за давлением используется также разведочная скв. 3-р.

**На Северо-Уренгойском месторождении** фонд наблюдательных скважин на 01.01.98 г. – 18; из них: за ГВК – 7 (в том числе 6 кустовых), за пластовым давлением – 7; пьезометры – 4.

Проектный фонд наблюдательных скважин 30 единиц (в том числе 11 разведочных). Сравнение проектных и фактических данных по количеству и назначению наблюдательных скважин показывает их несоответствие: часть скважин пробурена или переоборудована вне проектных рекомендаций, не переоборудованы разведочные скважины. В результате и в настоящее время на значительной площади периферии информация по контролю за разработкой ограниченная.

#### **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ**

Основной задачей контроля за разработкой является обеспечение комплексного наблюдения за процессом эксплуатации газовой залежи с целью:

оценки эффективности принятой системы разработки и проводимых отдельных геолого-технических мероприятий;

принятия решений по регулированию процесса разработки и планированию мероприятий по его совершенствованию для достижения сбалансированности между максимальной конечной газоотдачей и оптимальными экономическими затратами.

Контроль за разработкой осуществляется комплексом геолого-промысловых, промыслово-геофизических и гидрохимических исследований.

## **4.2.6**

### **АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВОДО- И ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ**

В период промышленной разработки сеноманских залежей Уренгойского месторождения рабочие депрессии на пласт в некоторых случаях состав-

ляли 0,5–0,6 МПа, дебиты скважин превышали 1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут, поддерживались условия для выноса с забоя жидкости и механических примесей (песка), при этом не происходило разрушения призабойной зоны и выноса песка из скважин.

В последние годы во многих скважинах происходит разрушение призабойной зоны скважин при рабочих депрессиях на пласт 0,1–0,2 МПа. Отрицательное влияние песка на работу скважин проявляется за счет накопления песка в интервале перфорации на забое скважин, в технологических трубопроводах и аппаратах, абразивном разрушении скважинного оборудования, запорной арматуры на устье скважины и установках сбора и подготовки газа, в создании аварийных ситуаций.

За 12 мес 1995 г., например, при проведении ежегодных ревизий аппаратов осушки газа и разделителей Е-310 из них было извлечено в общей сложности более 118 т песка.

Наличие в потоке транспортируемого газа песка и жидкости приводит к повышенному износу фасонных деталей трубопроводов. За 12 мес 1995 г. наблюдалось десять случаев отказов газопромыслового оборудования по причине эрозионного износа запорной арматуры и фасонных деталей обвязки (проедание отводов, задвижек, термокарманов – на УКПГ-1, 8, 7, 10).

Разрушение призабойной зоны пласта в первую очередь связывают с поступлением в пласт конденсационной или пластовой воды. Вода, поступающая в пласт за счет обратной фильтрации, ослабляет существующие механические связи между частицами песка, скелет пласта разрушается, а песок выносится потоком газа из пласта в скважину.

НТЦ ПО “Уренгойгазпром” в 1995–1996 гг. проведены исследовательские работы.

Основные выводы этих работ:

увеличение влагонасыщенности призабойной зоны скважины снижает прочностные свойства породы;

устойчивость коллектора призабойной зоны нарушается независимо от природы выносимой воды (остаточная, конденсационная, пластовая, техногенная);

устойчивость коллектора зависит от продолжительности воздействия воды на породу;

по обводненным скважинам разрушение коллектора происходит при самых минимальных депрессиях (менее 0,1 МПа).

Постоянный, индивидуально подобранный режим (когда в пласте все стабилизируется) является условием работы скважины без разрушения призабойной зоны.

Аналогичный вывод о выносе песка в течение первых нескольких часов после выхода на очередной режим эксплуатации делают авторы одной из работ по исследованиям скважин хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения, объясняя это образованием в пласте каверны, т.е. увеличением поверхности фильтрации и уменьшением градиента давления на частицы породы, прилегающие к стволу скважины.

Смена режимов работы скважин приводит также к процессу обратной фильтрации в пласт жидкости, скапливающейся на забое и в стволе скважины, которая увлажняет породу и способствует ее разрушению.

С другой стороны, сами коллекторы сеноманской залежи Уренгойского месторождения характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, обуславливающими низкие прочностные качества. Интервалы

перфорации всех скважин, в которых проведены специальные газогидродинамические исследования, вскрывают наряду с “просто” коллекторами “суперколлекторы”, т.е. коллекторы с наиболее высокими значениями коэффициентов пористости, газонасыщенности и проницаемости. Именно “суперколлекторы” в условиях сеноманской залежи, когда все скважины выносят воду, наиболее подвержены разрушению.

Геофизические исследования показали, что в этих скважинах движение флюидов осуществляется в основном из “суперколлекторов” интервала перфорации или выше (ниже) его.

Поэтому проблема выноса песка далее будет еще актуальней и, видимо, должна решаться с помощью технических средств.

Специальные газодинамические исследования будут продолжены для определения условий разрушения коллектора призабойной зоны с использованием результатов геофизических исследований и анализа геолого-промысловой информации, включая и результаты ревизий технологических ниток, с выдачей конкретных рекомендаций по технологическим режимам эксплуатации скважин. При проведении исследований следует обратить внимание на длительность отработки скважины на одном режиме, а также на изменение количества выносимых механических примесей во времени с начала исследований. Исследования необходимо проводить на нескольких скважинах, конструкция и условия работы которых могут наиболее полно характеризовать действующий фонд.

## 4.2.7

### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

Специалистами ВНИИГАЗа разработаны технические решения, направленные на повышение эффективности работы УКПГ в заключительный период разработки месторождений с учетом влияния размещения ДКС на показатели.

**Повышение надежности работы ДКС.** С размещением ДКС перед установками осушки газа возникает необходимость в защите агрегатов от попадания в них механических примесей и минеральных солей. Рекомендуется осуществлять промывку газа во входном сепараторе ДКС. В качестве орошения целесообразно использовать водный конденсат, получаемый в блоке регенерации гликоля. Для реализации этого предложения не требуется разработки нового оборудования, так как имеются сепараторы с массообменными секциями (разработка ДАО “ЦКБН”).

**Осушка газа при низких температурах контакта.** На основании опытных и опытно-промышленных исследований установлены преимущества процесса абсорбционной осушки газа при низких температурах контакта. Из них можно указать следующие:

возможность увеличения пропускной способности УАОГ, что особенно важно в зимний период, когда увеличивается потребность в газе;

уменьшение количества воды, поглощаемой из газа гликолем, что снижает затраты на регенерацию насыщенного раствора;

для осушки газа достаточно использовать раствор ДЭГа концентрацией не более 90–97 % (массовая доля). Следовательно, отпадает необходимость в

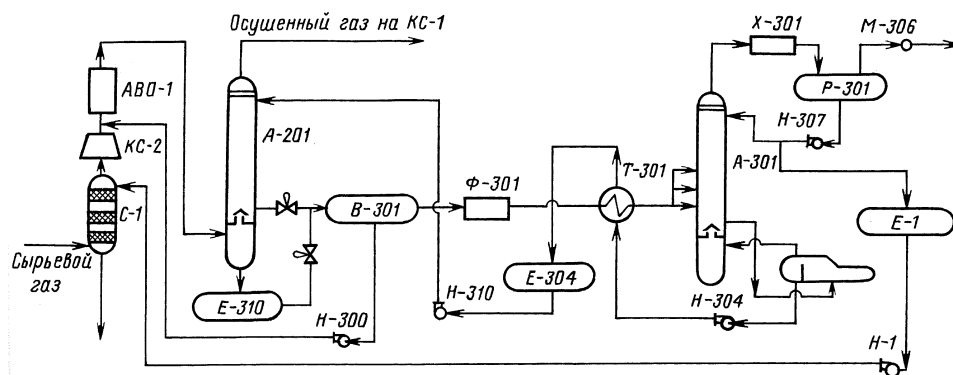


Рис. 4.14. Схема подготовки газа к транспорту при обеспеченном равномерном распределении гликоля в потоке газа на входе в АВО

регенерации насыщенного раствора под глубоким вакуумом. Это в свою очередь позволит свести к минимуму возможность окисления гликоля (за счет подсоса воздуха в систему) и его термическое разложение. Одновременно снижаются количество циркулирующего в системе гликоля и связанный с этим расход энергии на работу насосов на перекачку регенерированного раствора гликоля;

применение раствора низкой концентрации для осушки газа в совокупности с низкой температурой контакта обеспечивает снижение потерь гликоля за счет капельного уноса (несколько граммов на 1000 м<sup>3</sup> газа). Потери гликоля за счет растворимости в газовой фазе при низких температурах контакта снизятся в несколько раз;

при низких температурах контакта будет обеспечена надежная осушка газа до точки росы минус 20 °С и ниже без особых затруднений, что однозначно решает вопрос о соответствии газа требованиям ОСТ 51.40-93;

сводится к минимуму количество жидкой фазы, образовавшейся в газотранспортной системе и т.д.

В зависимости от режима эксплуатации систем добычи и сбора газа технология осушки газа при низких температурах контакта может осуществляться по двум вариантам.

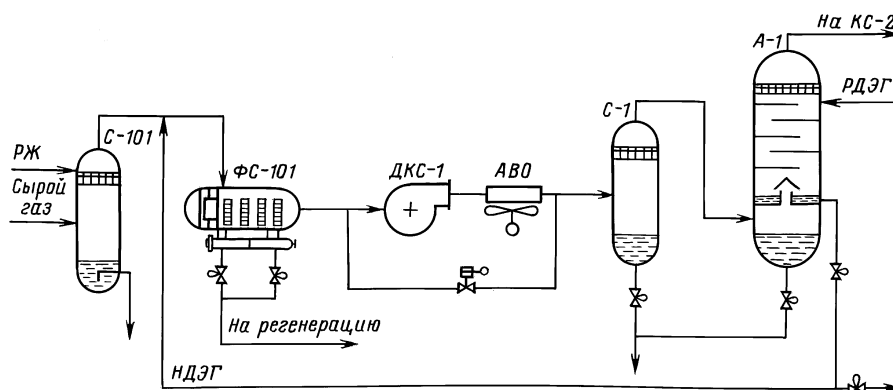


Рис. 4.15. Реализуемая на УКП-3 схема подготовки газа к транспорту

Первый вариант предпочтителен при предварительном ингибировании газа раствором метанола. Этот вариант предусматривает подачу в АВО раствора метанола для предотвращения гидратообразования в системе.

Второй вариант рекомендуется применять в случае отсутствия в системе сбора газа условий гидратообразования, т.е. когда сырьевой газ не содержит пары метанола. В этом варианте для предотвращения гидратообразования в АВО подается раствор ДЭГа. Такой вариант может быть реализован по схемам, приведенным на рис. 4.14 и 4.15.

#### **ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ**

В обоих вариантах предполагается охлаждать газ с использованием АВО в зимний период до температур  $+5...+10$  °С и ниже, далее подавать газ на доосушку по существующей схеме.

Реализовать схему по рис. 4.14 можно только при решении вопроса о равномерном распределении раствора гликоля в потоке газа на входе в АВО.

Технологическая схема, приведенная на рис. 4.15 (предложение ПО “Уренгойгазпром”), в настоящее время реализуется на УКПГ-3. Суть этого варианта сводится к тому, что за счет контактирования с насыщенным раствором ДЭГа производится предварительная осушка газа. Обозначим остаточное влагосодержание газа на выходе из фильтра  $B_1$ . В этом случае на АВО газ охлаждается до температуры, при которой в заданном давлении равновесная влагоемкость газа не должна быть меньше значения  $B_1$ . Это позволит избежать гидратообразования в системе при охлаждении газа. После АВО производится доосушка газа по проектной схеме.

Реализация такой схемы может быть осуществлена с соблюдением условия, когда из входного сепаратора не уносятся механические примеси. Для сведения к минимуму уноса механических примесей с газом, как было указано выше, рекомендуется предусмотреть промывку газа с использованием рефлюксной жидкости.

**Очистка раствора гликоля от минеральных солей.** Опыт эксплуатации ДКС показывает, что часть жидкости в виде тумана все же проходит через компрессорные агрегаты с газом. Следовательно, и в этом случае неизбежно попадание в абсорберы капельной воды, содержащей минеральные соли.

Одновременно в растворе ДЭГа будут накапливаться также тяжелые углеводороды, продукты коррозии и разложения, осмоления самого гликоля и т.д.

Это подтверждается фактическими показателями эксплуатации внутрипромысловых газопроводов и ГКС Уренгойского ГКМ, где в трех цехах за год улавливается до 3500 т раствора ДЭГа. Эти факты указывают на необходимость строительства установки по очистке раствора гликоля от различных примесей.

Благодаря внедрению новых технических решений в схеме установки возможно практически полное выделение гликоля и воды из загрязненного раствора при температурах ниже температуры разложения гликоля.

Одним из способов повышения эффективности работы абсорберов УАОГ при высоких температурах контакта может стать использование триэтиленгликоля (ТЭГ) вместо ДЭГа в качестве осушителя.

Основными показателями, характеризующими осушающую способность гликолей, являются: депрессия по точке росы газа по влаге, их удельные

потери на установке осушки, регенерируемость насыщенного раствора и т.д. По всем указанным показателям ТЭГ имеет преимущество перед ДЭГом.

Опыт эксплуатации установок осушки газа на Западно-Таркосалинском месторождении показал, что по итогам 1997 г. средние потери ТЭГа составили  $8,5 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$ .

Перевод установок на ТЭГ возможен при использовании в качестве теплоносителя водяного пара с температурой примерно  $210...220 \text{ }^\circ\text{C}$ . Производство пара с такой температурой невозможно при использовании действующих котлов.

Другим вариантом может быть включение в схему УКПГ огневого блока регенерации, что требует больших капитальных вложений.

ВНИИГАЗом прорабатывается вопрос о включении в схему промышленных ДКС котлов-утилизаторов. Реализация этого предложения позволила бы производить водяной пар с температурой  $320 \text{ }^\circ\text{C}$ . В этом случае отпала бы необходимость в огневых блоках регенерации.

Таким образом, использование ТЭГа в качестве осушителя, включение в схему УКПГ огневых блоков регенерации, модернизация и ремонт котлов и производство водяного пара с использованием энергии дымовых газов должны рассматриваться в едином блоке, с учетом снижения объемов добычи газа. Для решения этих вопросов необходимо выполнить соответствующее ТЭО.

Монтажные работы на УКПГ-5 по строительству огневого блока регенерации с термосифонами планировалось завершить в 1998 г. После ввода этой установки в эксплуатацию для осушки газа можно было бы использовать раствор ТЭГа. Это позволило накопить соответствующий опыт в условиях низкого давления и при высоких температурах контакта (в летние месяцы). На основе получаемых данных можно оценить экономическую эффективность использования ТЭГа.

## 4.2.8

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Проект разработки по Уренгойской и Ен-Яхинской площадям был выполнен ВНИИГАЗом и в 1996 г. принят Комиссией по месторождениям и ПХГ б. РАО "Газпром". Показатели по Уренгойской и Ен-Яхинской площадям были утверждены до 1997 г. Уровень годовых отборов по Уренгойской площади  $154 \text{ млрд. м}^3$ , эксплуатационный фонд 777 скважин; по Ен-Яхинской площади  $43 \text{ млрд. м}^3$ , эксплуатационный фонд – 261 скважина.

Проект разработки Северо-Уренгойского месторождения выполнен ТюменНИИгипрогазом в 1996 г. и принят на заседании Комиссии по месторождениям и ПХГ. Уровень годовых отборов  $18,9 \text{ млрд. м}^3$ , эксплуатационный фонд – 104 скважины.

Проект разработки сеноманской залежи Песцового месторождения (ТюменНИИгипрогаз) принят на заседании ЦКР б. ГК "Газпром" в 1991 г. Уровень годовых отборов  $27,5 \text{ млрд. м}^3$ , эксплуатационный фонд – 145 скважин.

На 01.01.98 г. разрабатывались Уренгойская, Ен-Яхинская площади и Северо-Уренгойское месторождение.

В настоящей работе приводятся расчеты показателей разработки.

В силу того, что Песцовая и Северо-Песцовая площади не разрабатыва-

ТАБЛИЦА 4.4

## Результаты расчетов показателей разработки Уренгойской площади по вариантам

Показатели	Уренгой	УКПГ-1АС	УКПГ-1	УКПГ-2	УКПГ-3	УКПГ-4	УКПГ-5	УКПГ-6	УКПГ-7	УКПГ-8	УКПГ-9	УКПГ-10	Таб-Яхинская. п.л.
<i>Вариант 1</i>													
Фонд скважин	794	73	58	64	64	63	63	60	88	87	88	63	24
Годовой отбор, млрд. м <sup>3</sup>	14,7	1,09	0,81	0,76	0,24	0,24	0,86	0,96	1,44	0,92	2,37	2,43	2,62
Накопленная добыча, млн. м <sup>3</sup>	4537	372,8	387	339,6	370,8	358,2	350	350,2	495,5	418,3	549,8	439,4	105,4
Остаточные запасы, % от начальных	6,5	5,3	4,9	5,8	5,8	5,3	4,9	4,6	5,1	6,4	4,5	6,8	16,4
Среднее давление, атм	20,9	26,4	14,7	11,6	11,4	11,6	11,8	13,8	16,1	17,4	17,5	27,3	45,3
Вторжение воды, млн. м <sup>3</sup>	18 842	2141	1865,7	1308,8	1284,3	1412,3	1469,6	1487,6	1550,1	1559,4	1377,1	2035,7	1350,9
в т. ч. в зоне отбора	11 130	1143,1	666,8	903,6	968,6	988,5	825,1	805,8	1174,8	1258,3	1087,1	985	323,2
<i>Вариант 2</i>													
Фонд скважин	892	97	72	74	68	65	71	74	94	87	94	73	24
Годовой отбор, млрд. м <sup>3</sup>	14,7	1,09	0,81	0,76	0,24	0,24	0,86	0,96	1,44	0,92	2,37	2,43	2,62
Накопленная добыча, млн. м <sup>3</sup>	4537	372,8	387	339,6	370,8	358,2	350	350,2	495,5	418,3	549,8	439,3	105,4
Остаточные запасы, % от начальных	6,5	5,0	4,9	6,0	6,0	5,5	5,1	4,7	5,2	6,5	4,6	6,6	16,0
Среднее давление, атм	21	25,3	15,2	12,5	12,2	12,3	12,3	14,1	16,3	17,7	17,9	26,9	44,8
Вторжение воды, млн. м <sup>3</sup>	18 846	2150	1862,6	1304,8	1280,9	1410,2	1468,6	1487,2	1549,6	1556,9	1372,5	2041,2	1361,5
в т.ч. по зоне отбора	12 299	1439,1	898,1	899,9	1032,2	986,4	875,4	999	1283	1255,5	1163,9	1140,4	326,2



ются и давление на них близко к начальному, в настоящее время переток газа отсюда существенно влияет на формирование депрессионной воронки на Ен-Яхинской площади. Так, на конец 2025 г. по всем вариантам переток газа с Песцовой и Северо-Песцовой площадями превысит 62 млрд. м<sup>3</sup>. Следует отметить, что после планировавшегося ввода в разработку Песцовой площади в 2000 г. величина годового перетока в Ен-Яхинскую площадь должна была уменьшиться.

Бурение дополнительных скважин и расширение зоны размещения скважин приводит к увеличению газоотдачи. На конец 2025 г. текущая газоотдача по вариантам составит 89,3–89,5 % (в базовом варианте – 87,3 %).

Для всех УКПГ Ен-Яхинской площади в силу разных причин перетоки газа существенно влияют на газоотдачу. Так, для УКПГ-11 и 13 газоотдача, определенная по суммарной добыче, оказывается выше, чем определенная по остаточным запасам, а по УКПГ-12 – наоборот.

Результаты моделирования разработки Уренгойской площади на период до 01.01.2025 г. по вариантам с бурением новых скважин и без него приведены в табл. 4.4.

Сравнение распределения пластового давления по УКПГ по вариантам показывает, что бурение периферийных скважин не приводит к заметному улучшению отработки объекта разработки. Так, значительное увеличение эксплуатационного фонда на УКПГ-1АС приводит к незначительному снижению остаточных запасов (на 1,3 млрд. м<sup>3</sup>). По другим УКПГ также не происходит заметного роста газоотдачи периферии за счет ввода новых скважин.

Вместе с тем наличие большого числа скважин, где по прогнозам возможно обводнение как за счет подъема ГВК, так и вследствие низкого качества заколонного цемента, требует расширения объема работ по капитальному ремонту скважин. Учитывая, что вследствие неоднородности геологического строения продуктивной толщи сеномана при отключении отдельных скважин могут ухудшаться условия отработки продуктивной толщи на поздней стадии, необходимо поддерживать эксплуатационный фонд на проектном уровне путем проведения капитального ремонта (включая забуривание вторых стволов и бурение дублеров взамен ликвидируемых скважин).

#### **УТОЧНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Сеноманская залежь Северо-Уренгойского месторождения вошла в проект “Уренгой-250” как УКПГ-15. По этой причине самостоятельные проектные документы по данному месторождению отсутствовали. В 1996 г. ТюменНИИгипрогазом подготовлены “Коррективы к проекту разработки сеноманской залежи Северо-Уренгойского месторождения”, утвержденные секцией по разработке Комиссии по месторождениям и ПХГ б. РАО “Газпром” по варианту За, предусматривающему разработку месторождения с проектным фондом скважин в режиме предельной депрессии на пласт. Несмотря на форсированный режим разработки на месторождении, только 13 скважин из 101, действующей на 01.01.97 г., имели ограничения из-за выноса механических примесей и жидкости. Наличие пластовой воды в различных смесях с конденсационной водой по результатам гидрохимических исследований на 01.10.97 г. отмечено в 20 скважинах. При этом в двух скважинах (15142, 15281) ее присутствие обусловлено близостью текущей плоскости ГВК. В

остальных 18 скважинах основной причиной является некачественное цементирование обсадной колонны.

В целом сопоставление фактических и проектных показателей указывает на возможность дальнейшей эксплуатации залежи в режиме предельных депрессий. Поэтому корректировка показателей разработки выполнялась с учетом текущего состояния эксплуатации, сохранения проектной динамики отборов газа и мощности ДКС на сеточной газодинамической модели, адаптированной по данным истории разработки в двух вариантах.

Первый вариант не предусматривал изменение первоначальных проектных решений по фонду скважин и набору технологического оборудования по подготовке и компримированию газа. Результаты расчета показывают, что до 2007 г. уровни годовых отборов будут определяться предельной депрессией на пласт, равной 0,86 МПа. В дальнейшем ограничивающими факторами в динамике годовых отборов становятся суммарная мощность рабочих агрегатов двух цехов ДКС и выбытие скважин из-за обводнения. При том же сроке разработки, что и в ранее выполненных “Коррективах” (2040 г.), из залежи будет отобрано 83,6 % от утвержденных запасов при обводнении 50,1 % порового объема западного купола. По этой причине из действующего фонда выйдут 32 % эксплуатационных скважин.

Существенным недостатком первого варианта является слабая степень дренирования запасов газа восточного купола. Так, согласно карте изобар, к 2015 г. пластовое давление в этой части залежи снизится до 10,3–10,5 МПа, а суммарный переток газа в зону текущего эксплуатационного поля составит 16,2 млрд. м<sup>3</sup>. На конечный год разработки при пластовом давлении 8 МПа объем перетекшего газа возрастет до 32,3 млрд. м<sup>3</sup>. Поэтому во втором варианте с 2003 г. в эксплуатацию вводится восточный купол, где предлагается разместить 14 наклонно направленных скважин, сгруппированных в 7 кустов по две скважины в каждом. Максимальный объем годовой добычи на восточном куполе 1,8 млрд. м<sup>3</sup> планируется получать с 2005 г. в течение 6 лет с последующим снижением до 0,66 млрд. м<sup>3</sup> к 2040 г. Ввод восточного купола позволит в течение 2003–2005 гг. поддерживать объем годовой добычи по месторождению в целом на уровне 15,0 млрд. м<sup>3</sup>. Поскольку в начальный период устьевые давления по скважинам восточного купола будут высокими, весь объем добываемого на восточном куполе газа после установки первичной подготовки газа (УППГ) по внутрипромысловому коллектору будет подаваться на УКПГ без дополнительного компримирования до 2008 г. В последующий период предлагается смешивать потоки газа восточного и западного купола с помощью эжектора для его компримирования без увеличения мощности ДКС.

В этом варианте суммарный отбор газа к 2040 г. составит 90,9 % от начальных запасов. Ввод восточного купола обеспечит более равномерное снижение пластового давления по площади газоносности. Анализ карт изобар показывает, что в 2015 и 2040 гг. перепад пластовых давлений не превысит соответственно 3,5 и 1,5 МПа против 6 и 7 МПа по первому варианту.

По результатам технико-экономических расчетов к внедрению рекомендован первый вариант разработки, предусматривающий эксплуатацию западного купола в режиме предельных депрессий. Целесообразность ввода восточного купола и сроки его разбуривания будут зависеть от уточнения его геологических запасов и времени начала освоения нижнемеловых залежей Северо-Уренгойского месторождения.

## НЕКОТОРЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ БОЛЬШОГО УРЕНГОЯ

Основная доля добычи газа в стране приходится на ПО “Уренгойгазпром”, который в 1996 г. обеспечил 43 % от общего отбора по РФ, в том числе из сеноманских отложений 38 %.

Сеноманская залежь Уренгойского месторождения введена в разработку в апреле 1978 г., и по состоянию на 01.01.97 г. отобрано около 56 % от утвержденных запасов газа.

Основные результаты выполненного во ВНИИГАЗе анализа сводятся к следующему.

1. Нарастающий и постоянный периоды добычи газа (1978–1992 гг.) характеризовались благоприятным уровнем ТЭП, кроме периода 1991–1992 гг., когда начали вводиться свободные цены. Удельные затраты (капитальные вложения и себестоимость) в добычу газа в это время были ниже проектных в 2,1–2,4 раза, производительность труда оказалась выше в 1,5 раза.

Проектный уровень годовой добычи газа 250 млрд. м<sup>3</sup> (в том числе 15 по Северо-Уренгойской площади) был достигнут “минимальным пусковым комплексом” за счет максимального использования созданных производственных мощностей и их резервов, что и способствовало снижению затрат в добычу газа в первоначальный период.

Постепенное освоение планируемого объема капитальных вложений в бурение и обустройство промысла, создание социальной инфраструктуры привело к относительному ухудшению ТЭП разработки месторождений и приближению их к проектному уровню.

Главным фактором улучшения фактического уровня ТЭП по сравнению с проектным в начальный период явилось значительное превышение темпов роста добычи газа над темпами освоения капитальных вложений, что благоприятным образом отразилось на удельных показателях затрат. На момент достижения проектного уровня (1985 г.) была обустроена только Уренгойская площадь, где эксплуатировалось 11 УКПГ вместо 15 УКПГ по проекту, с учетом Ен-Яхинской площади (3 УКПГ) и Северо-Уренгойского месторождения (1 УКПГ).

Немаловажным обстоятельством, обеспечившим благоприятный уровень достигнутых ТЭП, явилось внедрение прогрессивных научно-технических решений, обоснованных при проектировании разработки месторождений севера Тюменской области: применение скважин увеличенного диаметра и повышенного дебита, кустовое расположение скважин; дифференцированная система вскрытия пласта, УКПГ повышенной производительности и т.д. привели к тому, что месторождение было выведено на проектную мощность ускоренными темпами и с минимальными затратами. Проведенные экономические исследования показали, что только использование скважин с повышенным дебитом ежегодно увеличивало фондоотдачу в среднем на 12 %, себестоимость добычи при этом снижалась на 10 %.

2. Начиная с 1993 г. добыча газа из сеноманских залежей падает, что вызвано запаздыванием ввода ДКС. Основной особенностью периода разработки 1993–1996 гг. является ухудшение всех технико-экономических показателей, что непосредственно связано со временем проведения экономических преобразований в стране.

Переход на рыночные отношения и введение свободных цен на энергоносители предопределили резкий (скачкообразный) рост стоимости основ-

ных фондов и годовых эксплуатационных затрат и соответственно удельных показателей: фондоемкости и себестоимости добычи газа.

Стоимость основных промышленно-производственных фондов (ОППФ) для разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения в 1997 г. возросла по отношению к 1989 г. более чем в 6 тыс. раз. Увеличение стоимости ОППФ вызвано прежде всего четырехкратной переоценкой фондов (по состоянию на 01.07.92; 01.01.94; 01.01.95 и 01.01.96), которая производилась на основе разработанных коэффициентов. Однако многократная переоценка основных фондов ОФ с помощью индексного метода приводила к искажению и, в большинстве случаев, к превышению реальной стоимости ОФ.

В результате экспертной оценки, проведенной в 1-м полугодии 1997 г., стоимость ОФ по УГПУ снижена.

3. Кроме существенного роста ежегодных эксплуатационных расходов и соответственно себестоимости добычи газа, коренным образом изменилась их структура. Помимо собственных затрат на добычу газа в себестоимость продукции включаются и обязательные отчисления в виде налогов и платежей.

В условиях рыночных отношений добывающие предприятия облагаются налогом за пользование недрами. Они производят также отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), которые составляют соответственно 16 и 10 % от стоимости реализованной продукции. Кроме того, введены налоги на имущество, на поддержание образования, транспортный налог и т.д.

Анализ собственных затрат на газ (без учета налогов) показал, что начиная с 1991 г. самой весомой долей затрат являются "Прочие расходы", которые составляли от 17 до 59 %, а в 1992–1993 гг. достигли 80 %. По указанной статье затрат учитываются услуги транспортных и сторонних организаций, содержание дорог, плата за кредит и т.д.

Изменение структуры эксплуатационных расходов привело к снижению удельного веса амортизационных отчислений за период с 1989 по 1996 г. с 75 до 45 %. Расходы на оплату труда за это время возросли с 4,6 до 7,3 %.

Рассмотрение полных издержек на газ (с учетом налогов и выплат) показало, что структура их меняется. Второе место после прочих расходов, наряду с амортизацией, занимает плата за право пользования недрами (10–27 %), и общая сумма налогов в структуре затрат занимает 25–44 %. В 1996 г. доля амортизации увеличилась по сравнению с 1995 г. с 21 до 30 %, что является следствием возросшей стоимости ОФ в результате переоценок. После исправления искаженной стоимости ОФ в сторону уменьшения величина амортизационных отчислений на реновацию в 1997 г. также обоснованно снижена примерно в 1,3–1,4 раза по сравнению с 1996 г.

На основании анализа фактических данных о затратах на добычу газа, сравнения базовых нормативов затрат, заложенных в проекты (разработки и обустройства), и с учетом коэффициентов удорожания были выполнены коррективы нормативной базы для расчета перспективного уровня капитальных и эксплуатационных затрат.

Укрупненные нормативы затрат для расчета капитальных вложений и эксплуатационных расходов были введены с учетом уровня цен по состоянию на 01.10.97 г., и в дальнейшем нормативы предполагалось пересматривать в зависимости от изменения политики цен, достижений научно-технического прогресса и других факторов.

## 4.3

### РАЗРАБОТКА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове (территория Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области). Это северная часть Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

#### 4.3.1

##### ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ

Основные запасы газа приурочены к сеноманской продуктивной толще. Эта газовая залежь массивного типа вскрыта в интервале глубин 997,6–1210,0 м. Размеры залежи по площади 85×45 км, высота более 220 м.

Сеноманская продуктивная толща представляет собой сложный полифацциальный комплекс прибрежно-морских и аллювиально-дельтовых континентальных отложений и характеризуется значительной изменчивостью литологического состава, сильной расчлененностью и неоднородностью пластов-коллекторов, которые выклиниваются и замещаются по разрезу и по площади.

Построенные карты эффективных газонасыщенных толщин, средневзвешенных значений эффективной пористости и абсолютной проницаемости коллекторов и их доли в газонасыщенной толще сеномана позволили уточнить закономерности распространения газонасыщенных пород-коллекторов и изменения их фильтрационно-емкостных параметров на площади месторождения. Больше внимание было уделено наименее изученной северной части месторождения, районам УКПГ-7 и особенно УКПГ-4, где в 1996–1997 гг. дополнительно пробурено несколько разведочных скважин.

Анализ выполненных графических построений показывает, что на территории месторождения выделяются несколько крупных участков с повышенными толщинами газонасыщенных коллекторов. В пределах этих участков породы-коллекторы характеризуются также более высокими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с соседними районами.

В южной половине месторождения прослеживаются два таких участка. Наиболее крупный по размерам, основной участок, в котором наблюдаются наибольшие в пределах месторождения толщины газонасыщенных коллекторов, приурочен к купольной части Ямбургского поднятия. Эффективные газонасыщенные толщины в нем изменяются от 90 до 175 м. Максимальные их значения установлены в скв. 2099 и 2120, пробуренных в своде поднятия.

Породы-коллекторы основного участка характеризуются очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В его пределах средневзвешенная эффективная пористость газонасыщенных пород-коллекторов составляет 24–31,5 % и лишь на отдельных периферийных участках уменьшается до 20–22 %. Средневзвешенная абсолютная проницаемость коллекторов изменяется от  $1 \cdot 10^{-12}$  до  $2,11 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>, и только вблизи границ участка местами снижается до  $0,5 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Максимальные значения средневзвешенной эффектив-

ной пористости и абсолютной проницаемости наблюдаются в сводовой скв. 2120.

Второй участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов меньших размеров выделяется на пологом восточном крыле структуры. В его пределах эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 80 до 107 м. Максимальные их значения установлены в скв. 6100 и 6055. Средневзвешенные значения эффективной пористости и абсолютной проницаемости пород-коллекторов соответственно составляют 22–26 % и  $(0,5\pm 1,14) \times 10^{-12} \text{ м}^2$ . В зоне, отделяющей первый основной участок от второго, эффективные газонасыщенные толщины уменьшаются до 60–75 м, эффективная пористость коллекторов – до 18,5–20,5 % и абсолютная проницаемость – до  $(0,32\pm 0,34) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

В северной части месторождения, на территории УКПГ-4 и УКПГ-7 прослеживаются четыре участка повышенных толщин газонасыщенных коллекторов: западный, Анерьяхский, восточный и центральный.

Западный участок выделяется на северной периклинали поднятия, в южной части площади УКПГ-4. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в нем от 40 до 60 м (скв. 4044), из которых на долю высокопроницаемых пород I–III классов приходится более 50 % толщин, что составляет 24–49 м. На картах эффективной пористости и абсолютной проницаемости этот участок также характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных параметров: средневзвешенная эффективная пористость составляет 18–26 % и абсолютная проницаемость  $(0,3\pm 0,9) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

На границе УКПГ-3 и УКПГ-4 западный участок отделяется от основного участка повышенных толщин южной части месторождения зоной пониженных толщин широтного простирания.

К северу от западного участка прослеживается Анерьяхский участок повышенных толщин, изученный пока небольшим количеством глубоких скважин. В его пределах толщины газонасыщенных коллекторов колеблются от 30 до 44,5–47,5 м (скв. 446, 447). Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов изменяется от 16 до 19,6 %, а абсолютная проницаемость – от  $0,22 \cdot 10^{-12}$  до  $0,33 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ . Их максимальные значения наблюдаются в скв. 446.

Анерьяхский участок отделяется от западного зоной, намечающейся в районе скв. 23, в которой толщины газонасыщенных коллекторов уменьшаются до 28,4 м, а средневзвешенная эффективная пористость и абсолютная проницаемость коллекторов не превышают соответственно 15,5 % и  $0,18 \times 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Восточный участок повышенных толщин газонасыщенных пород-коллекторов приурочен к северо-восточному структурному носу. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в его пределах от 50 до 84,5 м (скв. 108). Толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов I–III классов достигают 43–60 м. Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов составляет здесь 18–24,5 %, а абсолютная проницаемость  $(0,25\pm 1,14) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ . Наибольшими значениями этих параметров коллекторы характеризуются в скв. 7200 и 133.

Центральный участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов, имеющий субмеридиональное простирание, прослеживается на границе УКПГ-4 и УКПГ-7. Он недостаточно изучен, так как вскрыт лишь двумя скважинами (64 и 7014). Эффективные газонасыщенные толщины достигают в нем 49,6–59,6 м, при этом толщина пород-коллекторов III класса со-

ставляет 19–36,2 м. Средневзвешенная эффективная пористость здесь не превышает 18–20,6 %, а проницаемость  $(0,23 \pm 0,27) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Западный, центральный и восточный участки повышенных толщин разделены зонами, где толщины газонасыщенных коллекторов значительно сокращаются и составляют менее 40 м, при этом содержание высокопроницаемых пород в них уменьшается до 7–11 м. В разрезах этих зон присутствуют коллекторы, состоящие в основном из глинистых алевролитов, в связи с чем их средневзвешенная эффективная пористость составляет лишь 15–16 %, а абсолютная проницаемость – менее  $0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Как показано выше, толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов в разрезах участков повышенных толщин в несколько раз больше, чем в разделяющих их зонах. Это указывает на то, что значительная часть песчаных и алевролитовых пластов (коллекторы I–III классов), вероятно, выклинивается или замещается слабопроницаемыми глинисто-алевролитовыми породами в сторону зон пониженных эффективных газонасыщенных толщин.

Газ сеноманской залежи Ямбургской площади состоит в основном из метана (98,32 %). Содержание тяжелых углеводородов в среднем составляет 0,0662 %, сероводород отсутствует. В пробах и по результатам на газоконденсатность углеводороды  $C_{5+в}$  не обнаружены. Содержание азота 1,18 %, углекислого газа – 0,382 %. В непромышленных концентрациях отмечены инертные газы (до 0,01 %), водород содержится в количестве 0,038 %.

Относительная плотность газа по воздуху – 0,564, среднее значение низшей теплотворной способности – 7878 ккал/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 11,39 МПа. Среднекритические параметры составляют:  $p_{кр} = 4,487 \text{ МПа}$ ,  $T_{кр} = 190,66 \text{ К}$ .

## 4.3.2

### СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ

Сеноманская залежь введена в эксплуатацию в 1986 г.

Проектом разработки залежи 1984 г. предусматривалось достижение годовой добычи газа в объеме 185 млрд. м<sup>3</sup> на шестой год отбора запасов. Затем предполагался 13-летний период постоянной добычи газа, к концу которого накопленный отбор достигает 66 % от начальных запасов. Средний рабочий дебит скважин в период постоянной добычи – 1 млн. м<sup>3</sup>/сут. Для равномерного дренирования залежи было рекомендовано кустовое размещение наклонных скважин по 4–8 стволов в кусте с забоями в изобахите 50 м. Фонд эксплуатационных скважин, включая резерв, составлял 673 единицы.

Фактические показатели разработки сеноманской залежи сначала из-за задержек в обустройстве промысла, а в последние годы вследствие снижения спроса на газ несколько отставали от проектных. В то же время в районе введенных в эксплуатацию УКПГ фактические отборы газа превышали проектные, что привело к значительному снижению пластового давления.

При составлении действующего проекта разработки предусматривалась отработка периферийных участков залежи проектным фондом скважин. Контроль за отработкой периферийных зон УКПГ должен был осуществляться

специальными скважинами. Однако невыполнение проектных рекомендаций по контролю за разработкой привело к тому, что до настоящего времени не контролируется отработка северной и северо-восточной частей сеноманской залежи. Скважина 447, пробуренная в конце 1996 г. на периферийной части УКПГ-4 (Анерьяхинская площадь), показала наличие почти начального пластового давления, тогда как расчетное давление при принятой геологической модели в этой зоне должно быть значительно ниже. Таким образом, фактическое распределение запасов между УКПГ, особенно по УКПГ-4 и 7, отличается от принятого в проекте.

В последние годы существенной особенностью разработки газовых месторождений являются сезонные колебания в добыче газа. Как показал статистический анализ эксплуатации сеноманской залежи, после 1995 г. сезонная неравномерность в течение года распределяется следующим образом. За первый квартал каждого года отбор газа составляет 27,9 % от годовой его добычи, за второй – 23,6 %, за третий – 21,1 % и за четвертый – 27,4 %. Поэтому при расчетах показателей разработки на ближайшие годы можно пользоваться поквартальным распределением добычи газа. При расчетах на длительный период целесообразно использовать годовой коэффициент неравномерности потребления, равный 0,9.

Первый год разработки сеноманской залежи сопровождался опережающим вводом скважин в эксплуатацию. На конец 1986 г. действующий фонд составил 31 скважину вместо 19 по проекту. Затем до 1996 г. разработка залежи происходила с отставанием эксплуатационного фонда скважин от проекта.

На 01.01.97 г. месторождение согласно проекту разработки 1984 г. было полностью разбурено эксплуатационным фондом скважин. Общий фонд составил 782 скважины, эксплуатационный фонд – 676 скважин. Действующий фонд насчитывает 668 скважин, сгруппированных в 106 кустов и охватывающих своей сетью в основном центральную часть сеноманской залежи в пределах изопахиты 50 м.

Большинство скважин оборудованы пакерами, эффективность которых оказалась недостаточно высокой. С первых лет разработки залежи появился ряд скважин, работающих с межколонным давлением, превышающим 0,5 МПа. На 01.01.97 г. на месторождении около 10 % скважин работали с межколонным давлением более 5 МПа (63 скважины). Основные причины межколонных проявлений:

переток по цементному камню;

негерметичность устьевого пакера;

пропуски по резьбовым соединениям эксплуатационной колонны.

У ряда эксплуатационных скважин вскрытые интервалы частично перекрыты песчаными и жидкими пробками. По данным гидрохимического контроля, выносимая многими скважинами вода является конденсационной, пластовой, технической либо смесью этих вод. Средний коэффициент эксплуатации работающих скважин составляет около 0,9.

В 1996 г. на северо-западном участке сеноманской залежи с ухудшенными коллекторскими свойствами продуктивных пород были пробурены три горизонтальные скважины, а также одна вертикальная (район УКПГ-4, куст 401).

Исследования этих вновь пробуренных скважин в 1996 и в 1997 гг. показали, что продуктивные характеристики горизонтальных скважин в отличие от вертикальных со временем улучшаются. Отмечено также, что



с уменьшением пластового давления существенно повышается относительная эффективность горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными.

В то же время к неблагоприятным факторам применения горизонтальных скважин относятся механическая неустойчивость коллекторов, наличие подошвенной воды, недостаточный опыт бурения и эксплуатации скважин такого типа на этом объекте добычи газа.

### КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

В процессе контроля за разработкой месторождения производились наблюдения за вторжением и продвижением пластовых вод, изменением пластовых давлений газа и отработкой продуктивного разреза.

За вторжением и продвижением пластовых вод осуществляется наблюдение в пределах эксплуатационного поля с помощью специальных наблюдательных скважин в кустах скважин в количестве 61 единицы.

Распределение их неравномерное, наибольшее число таких скважин имеется на УКПГ-1 (12 единиц), УКПГ-5 (10 единиц), а в наименее изученных районах УКПГ-4 и 7 наблюдательный фонд насчитывает всего 6 и 5 скважин соответственно. В проекте предполагалось, что сетка размещения таких скважин должна быть равномерной, одна наблюдательная скважина приходится на 40–50 км<sup>2</sup> газоносной площади. Кроме того, намечалось пробурить между кустами шесть одиночных скважин для наблюдения за ГВК. Сейчас их насчитывается 13 единиц, частично это скважины, переведенные из разведочного фонда. Всего число скважин для наблюдения за ГВК составило 73. Периферийные участки УКПГ-3, 4, 7, Анерьяхинская площадь на сегодняшний день еще не охвачены контролем за ГВК.

Весь эксплуатационный фонд скважин не реже одного раза в год исследуют с целью контроля за изменением пластового давления в залежи. При этом используют как исследования в кустах скважин, так и результаты замеров по 16 одиночным скважинам, расположенным в центральной зоне, до изопахиты 50 м; из них 7 скважин используют как наблюдательные за пластовым давлением, остальные – как нагнетательные. Проектом предусматривался контроль за падением пластового давления газа в периферийных частях, в основном по скважинам, переводимым из разведочного фонда; бурение предусматривалось только на восточном крыле.

Всего для наблюдения за пластовым давлением на периферии рекомендовалось оборудовать 11 разведочных скважин.

Фактически эти рекомендации не выполнены, а в настоящее время в основном техническое состояние скважин и некоторые другие обстоятельства не позволяют использовать их для целей контроля за периферийной частью залежи.

Согласно проекту разработки для наблюдения за отработкой продуктивного разреза по вертикали, особенно глубинных его частей, которые не вскрываются эксплуатационными скважинами, было намечено пробурить четыре наблюдательные скважины в сводовой части залежи.

На 25 скважинах была проведена поинтервальная дебитометрия; результаты показали, что наиболее интенсивно обрабатываются нижние горизонты продуктивной сеноманской толщи, представленные пластами с высокими коллекторскими свойствами.

Контроль за растеплением ММП планировалось проводить 35 скважинами; фактически он осуществляется по результатам термометрии “глухих” скважин и скв. 275, забой которой располагается на глубине 550 м.

#### ДИНАМИКА ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Вследствие того, что на месторождении был осуществлен поэтапный ввод УКПГ в разработку, по действующим УКПГ проектный отбор постоянно превышался, а периферийные УКПГ были введены со значительным отставанием, в центральной части месторождения образовалась депрессионная воронка (рис. 4.16).

Средние значения пластового давления в центральной и периферийных зонах приведены в табл. 4.5 и 4.6.

Как видно из приведенных таблиц, из-за невыполнения проектных рекомендаций по контролю за разработкой вся северная и северо-восточная части месторождения не освещены замерами давления. То же самое можно сказать и о восточном и западном крыльях месторождения. Пробуренная в

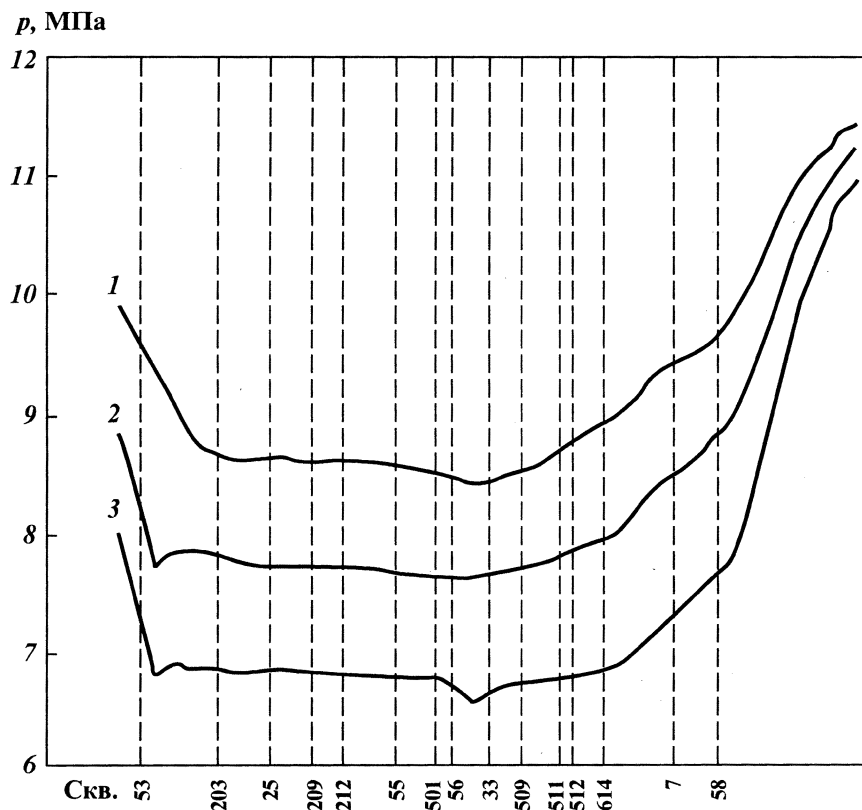


Рис. 4.16. Динамика депрессионной воронки в центральной части сеноманской залежи Ямбургского месторождения.  
Годы: 1 – 1992, 2 – 1994, 3 – 1996

ТАБЛИЦА 4.5

Изменение пластовых давлений по годам: минимального в зоне разбуривания, максимального в периферийной зоне [Ямбургское месторождение (сеноман)]

УКПГ	$p_{пл}$ , МПа							
	1993				1994			
	min	max	сред- нее	$\Delta p$	min	max	сред- нее	$\Delta p$
1	8,2	10,0	9,14	18,0	7,71	9,2	8,74	1,49
2	8,04	9,8	8,48	17,6	7,72	9,4	7,92	1,68
3	8,2	10,2	8,61	20,0	7,88	10,0	8,13	2,12
4	9,31	11,4	10,81	20,9	9,03	11,3	10,48	2,27
5	8,1	10,4	8,43	23,0	7,7	10,0	7,95	2,3
6	8,14	10,6	8,92	24,6	7,8	10,4	8,46	2,6
7	9,2	11,2	10,52	20,0	8,63	11,2	9,99	2,57

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 4.5

УКПГ	$p_{пл}$ , МПа							
	1995				1996			
	min	max	сред- нее	$\Delta p$	min	max	сред- нее	$\Delta p$
1	7,3	8,6	8,4	13	6,64	8,2	7,31	1,56
2	7,22	8,8	7,52	1,58	6,69	8,6	7,1	1,91
3	7,3	9,6	7,72	2,3	6,78	9,2	7,27	2,42
4	7,71	11,2	10,11	3,49	7,73	11,0	10,0	3,27
5	7,25	9,8	7,48	2,55	6,79	9,6	7,27	2,81
6	7,22	10,3	7,94	3,08	6,65	10,0	7,56	3,35
7	7,91	11,0	9,9	30,9	7,41	11,0	9,5	3,59

ТАБЛИЦА 4.6

Динамика замеров пластового давления (в МПа) периферийных скважин за 1990–1996 гг. [Ямбургское месторождение (сеноман)]

УКПГ	Но- мер сква- жи- ны	1990		1991		1992		1993		1994		1995		1996	
		Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$
1	52														
2	204					27.05	10,8					14.08	9,41	29.11	9,28
4	447											12.05	8,99	5.12	8,39
4	447														11,6
5	58					10.12	9,71	19.11	9,42	29.06	9,3	14.11	8,55	31.10	8,18
6	7	23.11	10,69	23.10	10,17	22.09	9,46	16.11	8,96						
6	62					21.10	10,39	21.10	10,39	9.09	10,08	14.11	9,46	31.10	8,99
7	65					27.11	10,81	12.11	10,7	28.9	10,59	13.03	10,46	11.11	9,21

1996 г. разведочная скв. 447 показала наличие в этой зоне практически начального пластового давления. Это не позволяет однозначно говорить о степени отработки периферийных частей УКПГ-4 и 7.

Существенное влияние на изменение давления в южной части месторождения оказывает Харвутинская площадь. Расположенная на ней УКПГ-8 вступила в эксплуатацию в 1996 г. Однако на этот момент пластовое давле-

ние на ближайших к УКПГ-1 кустах снизилось до 9 МПа. Этот факт свидетельствует о значительных перетоках газа в сторону УКПГ-1. На 01.01.97 г. суммарный переток оценивается в 32,6 млрд. м<sup>3</sup>.

### ПРОДВИЖЕНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Текущее положение ГВК устанавливалось по данным временных замеров НГК в наблюдательных, пьезометрических, поглощающих и 24 эксплуатационных скважинах. Были учтены замеры на различные даты: по 128 скважинам на 01.01.96 г., по 144 скважинам на 01.01.97 г. Необходимо отметить, что информация по периферийной части залежи отсутствует.

Опыт разработки крупных сеноманских залежей свидетельствует о неравномерности подъема ГВК под ними, что и подтверждается на Ямбургском месторождении. В основном неравномерность подъема воды связана со сложным геологическим строением, наличием глинистых пропластков, поэтапным вводом отдельных участков в разработку, сопровождающимся повышенными отборами из этих зон. Диапазон подъема ГВК колеблется в пределах 1–35 м. Максимальный подъем ГВК приурочен к зонам повышенных коллекторских свойств и “литологическим окнам”. По зонам УКПГ выделяются отдельные кусты скважин, на которые необходимо обращать внимание при назначении технологических режимов работы.

Ниже приведены данные на 01.01.97 г. по наибольшему подъему ГВК на Ямбургском месторождении, который был отмечен в кустах скважин на разных УКПГ:

УКПГ-1 – скв. 104 (21,4 м), 108 (23,2 м), 114 (24,4 м);  
УКПГ-2 – скв. 205 (15 м), 208 (13,2 м), 215 (12,4 м);  
УКПГ-3 – скв. 302 (20 м), 317 (18 м);  
УКПГ-4 – скв. 407 (8,8 м);  
УКПГ-5 – скв. 505 (18 м), 511 (16,4 м);  
УКПГ-6 – скв. 605 (20 м), 608 (21,2 м), 611 (20,6 м), 612 (20,2 м);  
УКПГ-7 – скв. 712 (13,8 м), 719 (12,6 м).

В условиях разработки залежи особое значение имеет расчет количества воды, внедрившейся в продуктивные отложения, который проводился объемным способом.

С учетом существующего темпа подъема ГВК, карт подъема ГВК, распределения пластового давления по площади проведен расчет выбытия из действующего фонда скважин, нижних дыр интервала перфорации которых достигла подошвенная вода. По прогнозу к 2025 г. при годовом отборе 150 млрд. м<sup>3</sup> число обводнившихся скважин по зонам УКПГ составит от 1 (УКПГ-2) до 22, в целом по месторождению 85 скважин, расположенных в 38 кустах.

Согласно прогнозным расчетам, к 2025 г. обводнение газонасыщенного объема сеноманской залежи достигнет 44 % (вариант 3, при годовой добыче 150 млрд. м<sup>3</sup>).

### 4.3.3

#### ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

На основании выполненного анализа разработки сеноманской залежи было установлено, что начиная с 1992 г. годовые отборы газа практически соответствуют варианту разработки залежи в объеме 170 млрд. м<sup>3</sup> газа в год с небольшими отклонениями в ту или другую сторону. Этот вариант под номером 1 будем рассматривать как базовый. Кроме того, при оценке состояния проектирования сеноманской залежи в 1997 г. было решено рассмотреть еще два варианта разработки этой залежи в объеме 160 и 150 млрд. м<sup>3</sup> в год. Это вызвано тем, что постоянно идет отставание ввода ДКС, произошло снижение дебитов скважин, образование глубоких депрессионных воронок, что привело к снижению устьевых давлений. Сложившееся положение не позволит достигать высоких темпов отбора газа на протяжении длительного времени, поэтому вариантами 2 и 3 предусматривается некоторое снижение годового отбора газа, а именно, переход на отбор газа 160 и 150 млрд. м<sup>3</sup> в год соответственно.

При моделировании процесса разработки сеноманской залежи использовались два метода:

метод “средней скважины” на основе уравнения материального баланса;

двухмерная сеточная модель для расчета распределения пластового давления и внедрения пластовой воды в залежь.

Используемый метод материального баланса перспективен на начальной стадии проектирования, когда недостаточно исходной геолого-промысловой информации о пластовом резервуаре. Кроме того, этот метод часто используется для оперативных расчетов показателей разработки для небольших временных интервалов. Сеточная модель включает в себя информационную и геометрические модели залежи, а также математическую модель фильтрации жидкости и газа. Информационная модель содержит основные геологические характеристики (эффективную толщину, пористость, проницаемость) и технологические показатели разработки (отборы газа, дебиты и число скважин). Геометрическая модель представляет серию необходимых карт полей параметров. Математическая модель включает систему дифференциальных уравнений, полученных исходя из балансовых соотношений газа и воды в поровом объеме и параметров флюидов.

На первом этапе моделирования решались две основные задачи – определение величины дренируемых запасов газа и выявление характера распределения пластового давления по площади газонасыщенности, т.е. глубинных депрессионных воронок при существующей схеме размещения эксплуатационных скважин.

Результаты моделирования сеноманской залежи показали, что дренируемые запасы составляют более 86 % от суммарных запасов. Расчеты показывают, что не следует ожидать активного вторжения пластовой воды. Этот вывод подтверждается и опытом разработки аналогичных месторождений Западной Сибири. Начальные запасы газа по УКПГ подсчитаны как объемным методом, так и по падению пластового давления.

При расчете показателей разработки на сеточной модели используются емкостные характеристики, применяемые для подсчета запасов газа объ-

емным методом. При использовании модели, основанной на методе материального баланса, целесообразно использовать дренируемые запасы газа. Для Анеряхинской площади дренируемые запасы газа были оценены из условий расположения эксплуатационных скважин в зоне, ограниченной 30-метровой линией изопахит. Фильтрационные коэффициенты получены на основании статистической обработки результатов исследования эксплуатационных скважин и являются средними для эксплуатационной зоны каждой УКПГ. В случае расположения дополнительных эксплуатационных скважин, не входящих в эту зону, необходимо фильтрационные коэффициенты для этих скважин определять по графикам зависимости их от изменения изопахит.

На основании многочисленных специальных исследований было подтверждено, что предельно допустимая депрессия на пласт для “сухих” скважин не должна превышать 0,6 МПа. В случае присутствия на забое скважин конденсационной или пластовой воды рабочая депрессия должна снижаться с целью недопущения разрушения пласта-коллектора.

Газодинамические расчеты показателей разработки проводили по трем основным вариантам (по объемам годового отбора газа):

вариант 1 – 170 млрд. м<sup>3</sup> в год;

вариант 2 – 160 млрд. м<sup>3</sup> в год;

вариант 3 – 150 млрд. м<sup>3</sup> в год.

При этом для каждого варианта определяли необходимое число дополнительных эксплуатационных скважин. Кроме того, вариантами 1А, 2А и 3А предусматривались те же годовые отборы газа, но без учета дополнительного числа эксплуатационных скважин.

На рис. 4.17 показана динамика газоотдачи сеноманской залежи с учетом добуривания дополнительных скважин.

На рис. 4.18 приведен график изменения пластового давления с учетом добуривания скважин.

Как показали расчеты, в процессе разработки сеноманской залежи будут происходить перетоки газа между УКПГ из-за существенной разницы в

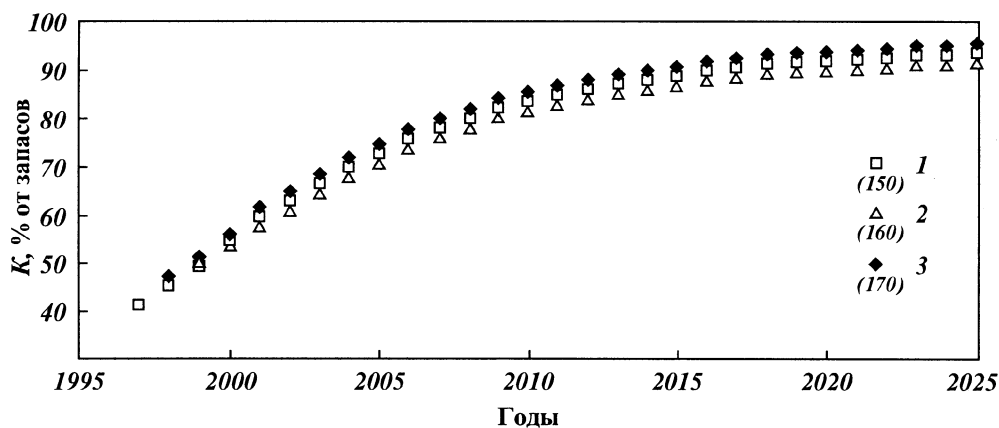


Рис. 4.17. Ямбургское месторождение (сеноман). Текущая газоотдача К с учетом добуривания скважин.  
Добыча, млрд. м<sup>3</sup>/год: 1 – 150, 2 – 160, 3 – 170

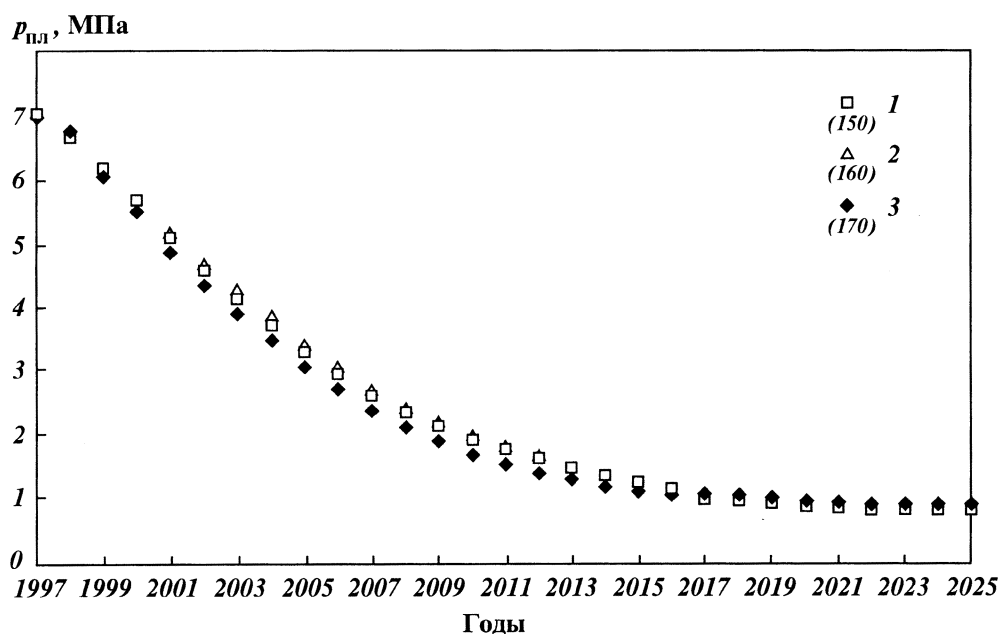


Рис. 4.18. Ямбургское месторождение (сеноман). Изменение пластового давления с учетом добуривания скважин.  
Добыча, млрд. м<sup>3</sup>/год: 1 – 150, 2 – 160, 3 – 170

пластовых давлениях. Так, отток газа будет происходить из УКПГ-3, 4 и 7, приток – в УКПГ-1, 2, 5 и 6.

Обводненность залежи в зоне эксплуатации по всем вариантам достигает 44,4 %.

Всего к концу разработки обводнится до 88 скважин. Как показали расчеты, до 2000 г. должны выбыть из эксплуатации примерно две скважины. В дальнейшем ежегодно может выбываать из эксплуатации от трех до четырех скважин.

Повышенный темп отбора газа, предусмотренный вариантами 1 и 2, приводит к значительному числу выбывших из эксплуатации скважин из-за снижения их дебитов. В этом случае предпочтение имеет вариант 3, где число выбывших из эксплуатации скважин к концу разработки составит 265, что в 1,5 раза меньше по сравнению с вариантами 1 и 2. В этом случае в период падающей добычи газа годовые отборы будут выше по сравнению с вариантами 1 и 2. В результате это приведет к выравниванию конечных коэффициентов газоотдачи.

Таким образом, с технологической точки зрения вариант 3 остается предпочтительным. Кроме того, снижение суммарной добычи газа до 150 млрд. м<sup>3</sup> в год позволит поддерживать на входе в ГКС давление 5,5 МПа. При существующей степени сжатия 1,33–1,35 можно будет создавать в начале магистрального газопровода давление до 7,45 МПа.

Основная доля добычи газа в Западной Сибири обеспечивается за счет эксплуатации Уренгойского и Ямбургского газоконденсатных месторождений. В 1996 г. на долю Ямбургского месторождения (сеноман) пришлось 30,1 %

суммарной добычи газа по б. РАО “Газпром” и 32,2 % – по Западной Сибири.

Сеноманская залежь Ямбургского месторождения введена в разработку в 1986 г., и по состоянию на 01.01.97 г. из нее было отобрано свыше 30 % от начальных запасов газа.

Отставание ввода УКПГ и скважин приводило к максимальному использованию созданных производственных мощностей, а порой и к вовлечению в эксплуатацию технологического резерва. В значительной степени это способствовало кратковременному улучшению экономических показателей по сравнению с их проектным уровнем.

Скважины в кустах бурят наклонно направленными с расстоянием их забоев от вертикали до 300–400 м.

Кусты располагаются в основном ближе к периферийной части залежи, что значительно расширяет зону эксплуатации.

С целью предотвращения преждевременного обводнения скважин рекомендуется оставлять забой скважин выше ГВК на 25 м, при наличии выдержанных глинистых экранов в зоне ГВК это расстояние может быть уменьшено до 10–15 м.

По варианту 3 число обводнившихся в процессе их эксплуатации скважин составит 87 за весь период разработки сеноманской залежи. В этих скважинах необходимо предусмотреть проведение капитального ремонта с целью изоляции обводнившейся части пласта. В случае невозможности или неэффективности таких работ следует проводить дальнейшую их эксплуатацию, например с одновременным извлечением жидкости или переходить на периодическую добычу, т.е. с остановкой скважин для оттеснения жидкости от их забоев. Скважины, отключенные из-за низких дебитов, в дальнейшем могут быть использованы для извлечения низконапорного газа.

### 4.3.4

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

Как отмечалось выше, рекомендации по контролю за разработкой залежи согласно проекту 1984 г. выполнены не в полном объеме. Эксплуатационный фонд скважин сконцентрирован в центральной части сеноманской залежи. Существующая сетка наблюдательных скважин не позволяет осуществлять контроль за отработкой периферийной части, особенно в районе УКПГ-3, 4, 5, 7. Кроме того, учитывая большую площадь газоносности на периферии, литологическую неоднородность строения залежи, следует полагать, что этого числа скважин для наблюдения за всей площадью недостаточно. В связи с этим специалисты ВНИИГАЗа рекомендовали следующее.

1. Увеличить существующее число наблюдательных скважин за пластовым давлением на 7 и пьезометрических скважин – на 6 единиц. В качестве наблюдательных при контроле за пластовым давлением можно использовать пять скважин: 63, 442, 443, 448, 449, запланированных с целью уточнения геологического строения и расположенных в районе Анерьяхинской площади.

2. Для расширения зоны контроля за продвижением ГВК добурить 13 “глухих” скважин, из них 7 на Анерьяхинской площади, приуроченных к кустам эксплуатационных скважин.



3. Обратить внимание промысловиков на контроль за изменением пластового давления в водоносном бассейне по пьезометрическим скважинам, особенно на качество исследований пьезометров, расположенных за контуром газоносности.

4. Проводить систематическое определение пластового, статического, устьевого давлений по всему фонду наблюдательных и эксплуатационных скважин (не реже 2 раз в год).

5. Осуществлять постоянный контроль за положением забоев скважин, за выносом механических примесей и жидкости, гидрохимический контроль за работой скважин.

6. В процессе опытной эксплуатации Анерьяхинской площади провести качественные исследования по определению продуктивных характеристик кустовых скважин и максимально допустимой депрессии на пласт.

7. Все эксплуатационные скважины, ликвидированные по тем или иным причинам, должны рассматриваться на предмет использования их в качестве наблюдательных за разработкой залежи.

По состоянию на 01.01.97 г. объем внедрившейся в сеноманскую залежь воды был значителен в абсолютных величинах, однако не превышал 5 % начального газонасыщенного порового объема.

При анализе геологического строения водоносной части сеномана с учетом опыта разработки аналогичных месторождений (Медвежье, Уренгой, Вынгапур) отмечено, что процесс разработки газовых залежей сопровождается внедрением пластовых вод в продуктивные отложения. Практика показывает, что если к одной водонапорной системе приурочен ряд залежей, то разработка их происходит в условиях взаимодействия. В течение первых лет разработки (от 3 до 5 лет) на всех газовых месторождениях севера Тюменской области начинает проявляться упруговодонапорный режим работы залежи. На момент ввода Ямбургского месторождения в разработку уже длительное время находились соседние месторождения-гиганты Уренгой и Медвежье, которые приурочены к единой водонапорной системе. В связи с этим специалистами ВНИИГАЗа при участии Р.М. Тер-Саркисова сделана оценка влияния их разработки на Ямбургское месторождение.

Группу сеноманских месторождений севера Тюменской области представили как укрупненные скважины, считая каждое из месторождений элементом большой газогидродинамической системы, затем определили радиусы зон распространения упругой волны вокруг залежей на моменты ввода очередного месторождения из этой группы. На момент пуска Уренгойского месторождения зона возмущения вокруг Медвежьего достигла радиуса 111 км и находилась на расстоянии 85 км от контура круговой залежи. На 01.01.86 г. (пуск Ямбурга) вокруг Медвежьего и Уренгойского месторождений величина продвижения радиусов возмущения составила около 143 и 99 км соответственно при расстоянии между ними 105 км. Максимальное значение падения пластового давления в водоносном бассейне находится в пределах контура газоносности. Расчеты показали, что на современном этапе группа сеноманских месторождений разрабатывается в условиях взаимовлияния, зоны возмущения вокруг них накладываются в периферийных областях. Вследствие этого под сеноманскими залежами Ямбургского, Северо-Уренгойского и Медвежьего месторождений создалась единая депрессионная воронка, а не просто локальные зоны возмущения. Расчетами по принципу суперпозиции сделана оценка влияния разработки соседних месторождений (Уренгойское, Ен-Яхинское и Северо-Уренгойское). На контуре газоносности сеноманской за-

лежи Ямбургского месторождения отмечено падение пластового давления в пределах 0,2 МПа. С этим фактом необходимо считаться при прогнозировании показателей разработки. Для корректного решения поставленных задач необходима сеть пьезометрических скважин, расположенных между месторождениями. Информация по таким скважинам поможет решению целого ряда задач контроля за разработкой группы месторождений.

На основе анализа материалов промыслово-геофизических исследований по контролю за продвижением ГВК ДАО “Газпромгеофизика” выполнен прогноз времени обводнения эксплуатационных скважин сеноманской залежи Ямбургского месторождения в предположении, что продвижение вод в основном вертикальное.

Были построены графики подъема ГВК. При этом использовались материалы по литологическому строению скважин, учтены время обтекания глинистых пропластков и уровни добычи из участков, а также рассчитан средний темп подъема ГВК. Определены скважины, прогнозный темп подъема ГВК и продолжительность подъема газоводяного контакта до нижних дыр интервала перфорации. В зависимости от условий разработки зоны УКПГ эти величины колеблются в пределах от 0,7 до 3,5 м/год, а сроки обводнения – от 0 до 44 лет и более. Сделана разбивка обводняющегося фонда скважин УКПГ по годам. Основное число скважин начнет обводняться с 2006 г. (8), и к концу 2025 г. общее число таких скважин составит 53, расположенные в 41 кусте.

Наибольшее число обводняющихся скважин приходится на район УКПГ-6, где уже в настоящее время в продукции ряда скважин есть пластовая вода. Кроме того, в районах УКПГ-1 и 6 раньше начнется процесс обводнения, в том числе и из-за низкого расположения интервалов перфорации относительно ГВК (вследствие отклонений от рекомендаций проекта 1984 г.). По мере обводнения скважины рекомендуется переводить на капитальный ремонт для проведения гидроизоляционных работ.

Наряду с оценкой геофизиков в процессе адаптации и расчета прогнозных показателей разработки по вариантам был рассмотрен вопрос обводнения скважин по районам УКПГ на геолого-математической модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

## 4.3.5

### ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ ГАЗА

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД (ММП)

На основе полученных результатов по анализу технического состояния скважин Ямбургского месторождения с учетом мерзлотных условий для обеспечения надежной эксплуатации скважин было рекомендовано следующее.

1. На скважинах, на которых отмечаются осложнения при эксплуатации, связанные с провалом на устье, наличием межколонных газопроявлений, грифонов, рекомендуется доисследовать разрез криолитозоны на льдистость по результатам строительства, бурения скважин на основе специальной обработки имеющихся данных стандартного каротажа, кавернометрии, БКЗ, термометрии и оценить качество цементирования колонн термометодом,

в том числе на скважинах, где проведено встречное цементирование колонн с закачкой второй порции цемента в затрубье непосредственно с поверхности.

2. В процессе эксплуатации скважин при развитии каверн до глубин 50–70 м и более в результате оттаивания ММП могут образоваться глубокие провалы, протяженные зазоры вокруг скважин, и для их ликвидации, обеспечения надежной опоры их на окружающие породы, безопасного их обслуживания необходимо предусматривать своевременную отсыпку образующихся провалов, зазоров. Для контроля и предупреждения образующихся провалов, зазоров в процессе теплового взаимодействия скважин с ММП рекомендуется на ряде скважин осуществить спуск до глубин 20–60 м термометрических трубок (ТТ), заглушенных снизу и заполненных дизтопливом, для проведения в них замеров температур и сезонно-действующих охлаждающих устройств (СОУ) до глубин 10–12 м для поддержания пород в мерзлом состоянии.

3. По скважинам с интенсивными межколонными газопроявлениями, грифонами, которые могут сопровождаться деформацией колонн с нарушением их герметичности, рекомендуется провести повторную инклинометрию и сравнить ее результаты с результатами ранее произведенной инклинометрии при строительстве скважины.

4. На скважинах с пониженным рабочим дебитом (менее 400–500 тыс. м<sup>3</sup>/сут) для предупреждения обвалов пород вокруг скважин, потери устойчивости, межколонных пропусков газа, перекоса арматуры и улучшения условий выноса жидкости с забоя скважин рекомендуется также в опытным порядке реализовать ряд специальных мероприятий.

#### **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВОДО- И ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ**

В процессе разработки Ямбургского месторождения в эксплуатационных скважинах возможны осложнения, обусловленные скоплениями в скважине конденсационной и пластовой воды. Конденсационная вода выпадает из газа за счет снижения температуры газа от пластовой до устьевой. Количество конденсационной воды пропорционально фактическому дебиту газа и определяется с достаточной точностью по данным диаграмм влагосодержания. Количество минерализованной воды, поступающей из пласта, зависит от положения ГВК, конструкции скважины и фактической рабочей депрессии. Условия образования скоплений жидкости в скважинах сеномана севера Тюменской области сходны по характеру с условиями, сопровождавшими разработку Северо-Ставропольского, Газлинского, ряда мелких месторождений Республики Коми, Саратовской и Самарской областей. На этих месторождениях эксплуатировались скважины по колоннам с внутренним диаметром 150–200 мм с депрессиями от 0,01 до 0,20 МПа.

Высота интервала продуктивного пласта из песчаника доходила до 100–200 м.

ВНИИГАЗом для Северо-Ставропольского месторождения были разработаны: технология эксплуатации скважин одновременно по лифтовым колоннам и кольцевому межтрубному пространству, технология эксплуатации скважин в условиях разрушения призабойной зоны и автоматические системы для эксплуатации скважин “Ласточка” для реализации этих технологий. Системами “Ласточка” были оборудованы более 40 скважин, они обеспечили

ТАБЛИЦА 4.7

Номер УКП	Количество действующих скважин с лифтовыми колоннами диаметром, мм				
	168	114	102	89	Всего
1	104	–	–	–	104
2	90	6	–	–	96
3	108	2	–	–	110
4	30	50	4	–	84
5	96	–	–	–	96
6	96	–	–	–	96
7	80	10	–	–	90
Всего	604	68	4	–	676

нормальную работу скважин одновременно по лифтовым колоннам и кольцевому межтрубному пространству до окончания разработки Северо-Ставропольского месторождения в 90-х годах. Системы “Ласточка-73” успешно применялись на Газлинском и Шебелинском месторождениях.

Скважины Ямбургского месторождения в настоящее время эксплуатируются по лифтовым колоннам различного диаметра. Обобщающая информация приведена в табл. 4.7.

Как следует из данной информации, наибольшее количество скважин оборудовано лифтовыми колоннами 168 мм. В таких скважинах вода скапливается в зоне от фактического забоя до входа в лифтовую колонну. На этом интервале жидкость барботируется газом, поступающим из пласта, и количество ее по длине определяется фактической скоростью газа. Ниже работающих перфорационных отверстий жидкость смешана с песком. На уровне нижних отверстий перфорации или, по крайней мере, в зоне нижних перфорационных отверстий давление на забое за счет столба жидкости превышает пластовое. Это способствует оттоку жидкости в пласт.

Для эксплуатации скважин в этих условиях можно использовать различные технологические приемы, обеспечивающие оптимальные рабочие дебиты скважин.

Результаты расчетов предельных дебитов газа, меньше которых в лифтовых колоннах и ниже их башмака будет накапливаться вода, ограничивающая приток газа, приведены в табл. 4.8.

Во ВНИИГАЗе были проведены исследования условий выноса жидкости на стенде. Результаты расчетов и экспериментов хорошо согласуются с промысловыми исследованиями на скважинах. На основе информации о скважи-

ТАБЛИЦА 4.8

Базовый дебит $Q_{\text{баз}}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут, для скважин с фонтанными колоннами следующих диаметров $d_{\text{вн}}$ , см								$p$ , МПа
6,2	7,6	8,86	10,03	11,5	12,7	15,4	20	
63,3	105,0	154,5	213,5	296,6	380,2	615,6	1183,2	10,0
56,6	93,9	138,2	191,0	265,3	340,0	550,6	1058,2	8,0
49,0	81,3	119,7	165,4	229,8	294,5	476,8	916,5	6,0
44,8	74,2	109,3	151,0	209,7	268,9	435,3	836,6	5,0
40,0	66,4	97,7	135,1	187,6	240,4	389,3	748,3	4,0
34,7	57,5	84,6	117,0	162,5	208,2	337,2	648,0	3,0
28,3	46,9	69,1	95,5	132,7	170,0	275,3	529,1	2,0

нах Ямбургского месторождения и динамике изменений рабочих дебитов и отборов газа произведена прогнозная оценка технологических ситуаций, обусловленных уменьшением рабочих дебитов скважин на период до 2028 г. по всем УКПГ.

Установлено, что на забоях большинства скважин Ямбургского месторождения в интервалах от нижних перфорационных отверстий до входа в лифтовые колонны в трубах диаметром 219 мм оптимальные условия для выноса жидкости и песка не обеспечивались в 1997 г. и позднее;

в лифтовых колоннах диаметром 168 мм оптимальные условия для выноса жидкости сохраняются на Ямбургском месторождении в основном до 2010–2013 гг.

### **ВОЗМОЖНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ**

1. Для подъема жидкости из скважин с лифтовыми колоннами диаметром 100–168 мм жидкость и песок с забоя можно удалять, продувая скважину в атмосферу, используя вспенивающие поверхностно-активные вещества в сочетании с продувкой в атмосферу или в газосборный коллектор. Рекомендуется также допуск НКТ глубже нижних отверстий интервала перфорации.

2. Заменить лифтовые колонны на колонны из насосно-компрессорных труб с меньшим диаметром (60, 73 или 89 мм и т.п.) для эксплуатации скважин по одному или одновременно по двум каналам, лифтовой колонне и кольцевому межтрубному пространству (214,3–73,0(60,0)).

3. Оборудовать скважины с лифтовыми колоннами 168,3 мм дополнительными лифтовыми колоннами из труб диаметром 60 или 73 мм для эксплуатации скважин по одному, двум или трем каналам, лифтовой колонне и кольцевым межтрубным пространствам (168,3–73,0(60,0) и 168,3–214,5).

4. Оборудовать скважины с лифтовыми колоннами 168,3 мм устьевым оборудованием для периодического удаления скоплений жидкости с забоя и из лифтовых колонн с использованием “Комбигазлифта” с передвижными или стационарными лебедками.

5. Применять технологию удаления скоплений жидкости с применением плунжерного лифта. Плунжерный лифт может использоваться в скважинах, оборудованных лифтовыми колоннами из труб с внутренним диаметром 50–62–76 мм, для продления периода эксплуатации с выносом жидкости.

### **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА К ЗАБОЮ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН**

1. По данным ГИС, расходомерии и газодинамических исследований следует, что в значительной части скважин за счет первичного и вторичного вскрытия на глинистом растворе эксплуатируемые интервалы имеют неработающие пропластки. В целом же объекты эксплуатации освоены лишь на 47–63 % и существует большая вероятность того, что степень освоения объекта тем меньше, чем меньше средневзвешенная по его толщине проницаемость. По отдельным скважинам за промежуток времени около одного года произошло увеличение степени освоения, например в скв. 2140 – с 7,4 до 17,9 %, в скв. 7014 – с 46,7 до 54,7 %. Однако процесс естественного освоения довольно длительный.

Для повышения продуктивности отдельных скважин рекомендуется вторичное (дополнительное) и повторное вскрытие объекта эксплуатации перфорацией осуществлять в газовой или, что менее предпочтительно, в водоспиртовой и конденсатной среде с использованием малогабаритных перфораторов, спускаемых через лифтовую колонну, если башмак ее располагается у (или выше) кровли эксплуатируемого интервала. Для вторичного (дополнительного) и повторного вскрытия пласта в скважинах ВНИИГАЗом совместно с НИМИ разработана перфорационная система ПЛТ-75.

2. Технологическая эффективность работ с целью разглинизации и очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от фильтрата бурового раствора за предшествующий период составила 83 %.

Для повышения их эффективности и, в частности, максимально возможного охвата ПЗП воздействием восстанавливающими его проницаемостью реагентами применяемая технология должна совершенствоваться. В первую очередь рекомендуется проводить циклическое нагнетание восстанавливающих реагентов с использованием способов временного тампонирувания наиболее проницаемых пропластков.

В перспективе рекомендуется проводить мини-гидроразрывы с образованием вертикальной трещины протяженностью, несколько превышающей протяженность зоны поражения приствольной части пласта буровым раствором, для восстановления и повышения продуктивности скважин в зонах залежи с относительно пониженной проницаемостью.

3. Мировой опыт свидетельствует, что применение часто используемого способа изоляции притока в скважину воды различной природы цементными растворами как на водной, так и на углеводородной основе нецелесообразно. Технологическая эффективность таких работ не превышает 15–20 %. С точки зрения экономической эффективности они, как правило, убыточны.

В настоящее время – в период вхождения в завершающую стадию разработки залежи – необходимо апробировать несколько способов селективного ограничения и изоляции притока вод с применением нескольких легко фильтрующихся в поровую среду реагентов и выбрать из этих способов и реагентов наиболее эффективные и технологичные для массового применения в условиях залежи.

4. Специальными исследованиями предприятия “Ямбурггаздобыча” в значительном числе сеноманских скважин выявлено пескопроявление. При этом некоторые скважины работают с превышением норм по выносу песка вследствие активного разрушения породы в ПЗП. Для предупреждения разрушения скелета пласта в зонах с естественной слабой сцементированностью коллектора необходимо проведение работ по более полному освоению эксплуатируемых интервалов, что позволит в будущем снизить депрессии без снижения отборов газа.

В случае пескопроявлений, обусловленных обводнением отдельных пропластков объекта эксплуатации контурной водой, рекомендуется проведение селективной изоляции притока этих вод для устранения их разрушающего влияния на скелет породы пласта.

При этом рекомендуется проводить работы по укреплению призабойной зоны реагентами, намывке в ПЗП гравийно-песочных фильтров и оборудованию хвостовика лифта проволочными, керамическими и другими фильтрами.

5. Для расширения арсенала жидкостей, предназначенных для предотвращения поглощения жидкости глушения пластом, во время проведения ре-

монтажных работ рекомендуется апробировать меловые растворы и пакерующую жидкость с повышенными вязкоупругими свойствами.

6. Для оптимального проектирования и проведения технологических операций по оптимизации работы скважин, выявлению положительных и отрицательных факторов, влияющих на исход операций, отбору наиболее эффективных технологий рекомендуется перед работами на каждой скважине и после их окончания проводить полный известный комплекс их исследования.

### 4.3.6

#### МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА В ПРОЦЕССЕ ДОРАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ

Система сбора газа Ябургского газоконденсатного месторождения состоит из 7 УКПП, газ из которых подается в систему межпромысловых коллекторов, соединяющих УКПП с двумя головными компрессорными станциями.

Каждая УКПП на ЯГКМ включает от 90 до 110 скважин, соединенных в кусты, шлейфы, а также оборудование по сепарации и осушке газа.

В процессе разработки месторождения на работу системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа оказывают влияние следующие причины.

1. Технологические – когда в процессе движения газа от забоя по скважинам и шлейфам до УКПП в результате изменения термобарических условий происходит конденсация водной фазы. Тогда в зависимости от режима работы скважины и шлейфов конденсационная вода либо практически полностью выносится газовым потоком (истинное влагосодержание не оказывает заметного влияния на гидравлику), либо часть ее накапливается в нижних точках трассы шлейфа с последующим образованием жидких пробок, что приводит к значительному возрастанию гидравлических потерь в шлейфе и снижению его пропускной способности.

2. Конструктивные – к ним следует отнести профиль трассы, диаметры и протяженности шлейфов.

Чтобы оценить влияние этих факторов на работу системы сбора газа, при дальнейшем анализе гидравлических режимов работы шлейфов была выбрана УКПП-4, где газ транспортируется по шлейфам диаметром 530 мм.

Для оценки влияния различных технологических параметров на работу шлейфа участки промысловых трубопроводов были ранжированы на несколько групп: по длине (2 км, 5 км, 10 км); по расходу газа, что определяется количеством скважин, работающих в один шлейф (4, 6, 8 скважин); по количеству воды, поступающему в шлейф, – в одном случае это равновесное влагосодержание по условиям в пласте, в другом – наличие жидкости в количестве, обеспечивающем наличие свободной жидкой фазы  $\beta_1$  ( $\beta_1 > 0$ ).

Цель расчетов состояла в том, чтобы выяснить, как снижение отборов газа и давлений на устье скважин по годам разработки месторождения будет влиять на режим транспорта газа в шлейфах, другими словами, когда в шлейфах будет происходить накопление жидкости, т.е. будет осуществляться пробковый режим течения смеси. Для оценочного расчета режима течения газа в шлейфе предлагается упрощенная формула

ТАБЛИЦА 4.9

Режим течения смеси в шлейфах диаметром 530 мм на УКПГ-4  
в зависимости от производительности скважин по годам разработки

Пе- риод	Год	Q <sub>скв</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	p <sub>у</sub> , МПа	Число скважин								
				1–2 км			1–5 км			1–10 км		
				4	6	8	4	6	8	4	6	8
1а	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2002	501	2,80	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ
	2001	430	4,61	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2005	430	2,14	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ
	2004	375	2,19	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2006	259	1,64	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2010	158	1,31	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2009	147	1,27	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2012	109	1,10	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2011	107	1,18	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2011	102	1,07	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2009	57	0,87	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2015	54	0,79	“	“	“	“	“	“	“	“	“
1б	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2002	501	2,80	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2001	430	4,61	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2005	430	2,14	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2004	375	2,19	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2006	259	1,64	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2010	158	1,31	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2009	147	1,27	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2012	109	1,10	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	107	1,18	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	102	1,07	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2009	57	0,87	п	п	п	п	п	п	п	п	п
	2015	54	0,79	п	п	п	п	п	п	п	п	п
2а	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ
	2002	501	2,80	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2001	430	4,61	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2005	430	2,14	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2004	375	2,19	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2006	259	1,64	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2010	158	1,31	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2009	147	1,27	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2012	109	1,10	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2011	107	1,18	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2011	102	1,07	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2009	57	0,87	“	“	“	“	“	“	“	“	“
	2015	54	0,79	“	“	“	“	“	“	“	“	“
2б	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2002	501	2,80	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2001	430	4,61	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2005	430	2,14	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2004	375	2,19	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2006	259	1,64	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2010	158	1,31	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2009	147	1,27	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2012	109	1,10	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	107	1,18	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	102	1,07	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2009	57	0,87	п	п	п	п	п	п	п	п	п
	2015	54	0,79	п	п	п	п	п	п	п	п	п

Примечания. к – кольцевой режим течения смеси, газ – транспорт чистого газа, п – пробковый режим течения смеси; 1а – зимний период без выноса пластовой воды, 1б – зимний период с выносом пластовой воды, 2а – летний период без выноса пластовой воды, 2б – летний период с выносом пластовой воды.



$$V = D^2 p_y / (Q T_y (0,9901 - 1,75 \cdot 10^{-3} p_y)),$$

где  $D$  – внутренний диаметр трубопровода, м;  $p_y$  – устьевое давление, МПа·10;  $T_y$  – устьевая температура, К;  $Q$  – расход газа в шлейфе, млн. м<sup>3</sup>/сут.

При  $V > 0,0174$  реализуется пробковый режим течения смеси, при  $V < 0,0174$  – кольцевой режим.

Анализ рельефа местности позволяет считать участок длиной до 2 км горизонтальным, длиной более 2 км – состоящим последовательно из трех участков: нисходящего, горизонтального и восходящего (с углом наклона трассы 5°).

При расчете режимов течения смеси технологическую схему разбивали на расчетные участки:

- 1) по количеству скважин:
  - по УКПГ-4 для шлейфа диаметром 530 мм:
    - 1 группа – 4 скважины;
    - 2 группа – 6 скважин;
    - 3 группа – 8 скважин;
- 2) по длине шлейфов:
  - 1 группа – до 2 км;
  - 2 группа – до 5 км;
  - 3 группа – до 10 км.

Расчеты проводились по годам разработки месторождения с учетом изменяющихся дебитов и устьевых давлений ( $Q_{\text{скв}}$  и  $p_y$  соответственно) для зимнего и летнего периодов с выносом пластовой воды и без нее.

Из результатов расчетов (табл. 4.9) видно, что на УКПГ-4 режим течения смеси для шлейфа диаметром 530 мм не зависит от его длины, а определяется только количеством скважин, работающих в шлейф.

Следует отметить, что при условии соблюдения режима течения смеси, т.е. при кольцевом течении и в случае транспорта чистого газа, гидравлические потери в шлейфах не превышают в среднем 0,1 МПа. В том случае, когда режим течения – пробковый, происходит накопление жидкости в полости трубопровода и гидравлические потери возрастают. На наиболее протяженных участках при наличии переходов ожидается увеличение гидравлического сопротивления до 0,7 МПа.

Таким образом, чтобы добиться требуемого режима работы трубопровода, необходимо поддерживать производительность на определенном уровне. Этого можно достичь, объединяя большое число кустов скважин, работающих в шлейф, либо проводя мероприятия по очистке шлейфов от жидкости и механических примесей.

Сопоставляя полученные результаты, можно проанализировать работу шлейфов на каждом из УКПГ месторождения.

В период падающей добычи одним из основных факторов, определяющих энергоемкость добычи газа, является эффективность работы внутрипромысловой транспортной системы, поскольку дополнительные потери давления в ней приводят к увеличению энергозатрат на компримирование газа.

## АНАЛИЗ РАБОТЫ МЕЖПРОМЫСЛОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Основными причинами снижения эффективности системы промысловых коллекторов являются накопление жидкой фазы (конденсат, вода, гликоль) и неоптимальное распределение потоков.

По технологическим режимам за 1995 и 1996 гг. был проведен анализ гидравлической эффективности участков межпромыслового коллектора. Полученные результаты показывают, что в среднем эффективность составляет 0,7–0,8, а на отдельных участках эффективность падает до 0,4–0,5. В первую очередь это относится к трубопроводам диаметром 1420 мм, примыкающим к УКПГ-4 и 7.

Для оценки сезонной неравномерности потребления газа и ее влияния на режимы работы УКПГ были собраны фактические данные за 1994–1996 гг.

Анализ этих данных позволяет сделать следующие выводы:

максимальное потребление газа приходится на I квартал года и составляет 27 % от годового потребления;

минимальное потребление газа приходится на III квартал года и составляет 23 % от годового потребления;

потребление газа во II и IV кварталах составляет 24 и 26 % соответственно.

Указанные данные сезонной неравномерности потребления газа приняты для гидравлических расчетов межпромысловых коллекторов на период до 2010 г.

Для определения необходимых давлений газа на выходе из УКПГ в рассматриваемый период с учетом сезонной неравномерности потребления газа произведен гидравлический расчет межпромысловых коллекторов.

Результаты гидравлических расчетов межпромысловых коллекторов по определению выходных давлений из УКПГ с учетом сезонной неравномерности на период 1997–2010 гг. показали следующее.

1. Гидравлические потери в шлейфах составят в среднем 0,1 МПа при условии соблюдения кольцевого режима течения смеси. На большинстве участков этого можно достичь объединением большего числа кустов скважин, работающих в шлейф.

2. Отдельные участки межпромыслового коллектора работают с пониженной эффективностью. Рекомендуется проводить профилактические мероприятия по очистке межпромысловых коллекторов от жидкости и механических примесей.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОМЫСЛОВОЙ ОБРАБОТКЕ ГАЗА

Подготовка газов сеноманских залежей к транспорту ведется на семи УКПГ, имеющих одинаковые технологические схемы. УКПГ укомплектованы отечественным оборудованием.

В состав каждой УКПГ входят девять (восемь рабочих, одна резервная) однотипных технологических ниток по осушке газа с проектной производительностью 10 млн. м<sup>3</sup>/сут каждая. С целью исключения растепления грунтов вдоль трассы газопроводов предусмотрено охлаждение газа до температуры 0... –1 °С перед подачей его на транспортировку.

Фактический среднесуточный расход газа через одну технологическую

нитку в течение года меняется от 5,3 до 8,3 млн. м<sup>3</sup> в летний период и от 8,2 до 10,0 млн. м<sup>3</sup> в зимний период. Средняя производительность УКПГ составляет летом 48–75,0 млн. м<sup>3</sup>/сут, зимой – 73,4–90,0 млн. м<sup>3</sup>/сут. Давление газа на входе в УКПГ равно 5,6–7,2 МПа, входная температура изменяется в пределах от 6,6 до 15,3 °С. Такие низкие температуры контакта создают благоприятные условия для осушки газа и уменьшения потерь гликоля с осушенным газом.

Точка росы по воде на выходе из установки составляет –21...–7 °С в зимний период и –14...–17 °С – в летний период. Специалистами ВНИИ-ГАЗа разработан ряд рекомендаций по повышению эффективности работы УКПГ в компрессорный период разработки месторождения. Ниже приводится краткое содержание этих рекомендаций.

**Повышение надежности работы ДКС.** С вводом дожимной компрессорной станции (ДКС) возникает проблема по обеспечению надежности эксплуатации компрессорных агрегатов. Это связано с тем, что конструкция и режим работы входных сепараторов не обеспечивают стопроцентного отделения жидкой фазы из газа. Часть капельной жидкости попадает в компрессорные агрегаты. Эта жидкость, как правило, содержит механические примеси и минеральные соли.

При компримировании газа часть примесей осаждается на лопатках компрессоров, что приводит к их износу, поэтому приходится часто останавливать компрессорные агрегаты для проведения ремонтно-профилактических работ.

В связи с этим нами рекомендуется техническое решение по снижению попадания различных примесей на компрессорные агрегаты. Суть решения заключается в промывке газа от примесей во входном сепараторе ДКС. Этот процесс особенно целесообразен в случае применения различных ПАВ для интенсификации добычи газа, так как их попадание в абсорбер может способствовать вспениванию раствора ДЭГа, что приведет к увеличению потерь гликоля с осушенным газом. В случае применения ПАВ на промысле необходимо провести исследования по технологической совместимости их с растворами гликолей, в первую очередь с ДЭГом.

На установках абсорбционной осушки газа для промывки газа рекомендуется использовать рефлюксную жидкость, получаемую в блоке регенерации гликоля (БРГ). Реализация этого способа защищена авторским свидетельством СССР № 965486 (авторы А.М. Сиротин и др.).

Промывка газа рефлюксной жидкостью, практически не содержащей солей и механических примесей, позволит снизить концентрацию этих примесей в капельной воде, уносимой с газом из входного сепаратора. Следовательно, при сохранении степени сепарации на проектном уровне уменьшится концентрация солей в капельной жидкости, поступающей в компрессорные агрегаты, что повысит надежность их эксплуатации. Кроме того, будет достигнут еще один положительный результат – сведение к минимуму накопления примесей пластовой продукции в растворе гликоля.

При постоянном значении концентрации примесей в первичной капельной жидкости между количеством примесей, уносимых в абсорбер и поглощаемых раствором гликоля, и расходом орошения имеется практически прямая зависимость. Например, при уносе капельной жидкости из сепаратора в количестве 30 мл/тыс. м<sup>3</sup> подача орошения в том же количестве позволит уменьшить концентрацию примесей в уносимой жидкой фазе в 2 раза. Если учесть, что количество орошения будет на порядок больше, то и ско-

рость накопления примесей в растворе гликоля будет также на порядок меньше.

**Разработка нового поколения аппаратов воздушного охлаждения (АВО).** Важным вопросом при размещении ДКС перед установками осушки газа является обеспечение более глубокого использования потенциала энергии воздуха, особенно в зимний период.

Опыт эксплуатации УКПГ Медвежьего месторождения показывает, что в зимний период не удастся использовать потенциал энергии воздуха и охлаждать газ до достаточно низких температур с применением АВО.

Конструкция АВО такова, что изменение расхода воздуха в аппаратах производится только за счет поворота жалюзей. Температура воздуха, поступающего в трубный пучок, не контролируется, а следовательно, не контролируется и температура стенок труб. Нижняя, наиболее уязвимая часть трубного пучка (часто выходит из строя) не защищена от сильных ветров, которые резко увеличивают расход воздуха через нижний ряд труб и приводят к переохлаждению стенок труб.

Следует также отметить, что имеющиеся на промыслах жалюзи неработоспособны, их крайне трудно повернуть вручную (а в зимний период времени невозможно). Отсутствие привода надежной конструкции не позволяет обеспечить дистанционное оперативное управление, которое требуется в условиях Крайнего Севера.

При отрицательной температуре окружающего воздуха вследствие гидратообразования газа необходимо обеспечить определенный контролируемый расход воздуха в АВО при фиксированной температуре. Расход воздуха зависит от расхода природного газа, при этом необходимо измерять температуру стенки трубы в первом ряду снизу на выходе, при подаче воздуха вверх.

Это можно обеспечить за счет рециркуляции воздуха и плавного изменения частоты вращения вентилятора.

С учетом изложенного выше М.П. Игнатьевым (ДАО "ЦКБН") определены основные направления повышения эффективности и надежности АВО. Из них можно указать следующие:

создание конструкции жалюзей с электроприводом и с возможностью проводить рециркуляцию воздуха в зимний период;

разработка системы измерения температуры стенок труб с выдачей результата на пульт дистанционного управления;

разработка системы автоматического регулирования работы жалюзей, вентилятора и т.д.

**Осушка газа при низких температурах контакта.** Использование в схемах УКПГ АВО новой конструкции, которые могут работать при отрицательных температурах, обеспечит охлаждение сырого и дожатого газа до более низких температур. При этом в зимний период осушку газа можно вести при низких температурах контакта с использованием раствора гликоля более низкой концентрации.

Возможность проведения процесса осушки газа при низких температурах контакта подтверждена результатами опытных и промысловых исследований.

Этот процесс применительно к проектной схеме может быть реализован в двух вариантах. Первый вариант предпочтителен в случае использования метанола для предварительного ингибирования; он предусматривает подачу в АВО раствора метанола для предотвращения гидратообразования.

Второй вариант целесообразен при отсутствии в системе сбора газа условий гидратообразования. В этом варианте в АВО подается раствор ДЭГа. Применение этого варианта обуславливает предварительное решение задачи равномерного распределения раствора гликоля по всем рабочим трубкам АВО.

Независимо от применяемого варианта технология осушки газа при низких температурах контакта имеет следующие преимущества:

благодаря ведению процесса осушки газа, при низких температурах контакта возможно увеличение пропускной способности установок осушки газа, что особенно важно в зимний период, когда увеличивается потребность в газе;

для осушки газа достаточно использовать раствор ДЭГа концентрацией не более 95 % (массовая доля). К примеру, при температуре контакта 5 и 10 °С достаточно использовать растворы ДЭГа концентрацией 93 и 95 % соответственно. В то же время при температуре контакта 25 °С этот показатель равен 99 %. При температуре контакта 0... -1 °С можно использовать 90...92%-ный раствор. В этих условиях отпадает необходимость в регенерации насыщенного раствора под вакуумом, а это позволит снизить расход энергии в блоке регенерации и свести к минимуму возможность окисления гликоля (за счет подсоса воздуха в систему) и его термического разложения. Одновременно снижаются количество циркулирующего в системе гликоля и связанный с этим расход энергии на работу насосов на перекачку регенерированного раствора гликоля;

применение раствора низкой концентрации для осушки газа в совокупности с низкой температурой контакта обеспечивает снижение равновесных потерь гликоля не менее 2,5 мг/м<sup>3</sup>. Однако общие потери гликоля будут значительно ниже, так как имеются соответствующие предпосылки (меньшая дисперсность, предварительное выделение из газа тяжелых компонентов конденсата, ведение процесса регенерации гликоля без вакуума и т.д.);

при низких температурах контакта будет обеспечена надежная осушка газа до точки росы минус 20 °С и ниже без особых затруднений, что однозначно решает вопрос о соответствии газа требованиям ОСТ 51.40-93;

из-за уменьшения растворимости гликоля в паровой фазе и снижения его уноса в виде капель сводится к минимуму количество жидкой фазы, образовавшейся на участках газотранспортных систем.

Предполагается коммуникации установки обвязать таким образом, чтобы их можно было эксплуатировать по схемам обоих вариантов, а также в проектном режиме.

**О целесообразности переобвязки фильтр-сепараторов на головной КС Ямбург.** На УКПГ перед подачей в МГ предусмотрено охлаждение осушенного газа. При этом в жидкую фазу выделяется некоторое количество ДЭГа как за счет коагуляции мелкодисперсных капель, так и из-за изменения равновесных условий системы. Не исключено образование в системе и жидкой углеводородной фазы.

По проекту на установках комплексной подготовки газа отделение образовавшейся жидкой фазы перед подачей в межпромысловый коллектор не предусмотрено. Следовательно, жидкая фаза вместе с газом поступает на головную КС Ямбург. Здесь перед компрессорными агрегатами установлены входные сепараторы. При работе в проектном режиме жидкая фаза из газа должна выделяться на КС Ямбург.

В зимний период на КС Ямбург охлаждение производится с использо-

ванием АВО. В летний период для этого должна быть использована пропановая холодильная установка, ввод которой предполагается только в 2000 г. Следовательно, в летний период отсутствует возможность охлаждения газа до низких температур. В этих условиях во избежание подачи в МГ теплого газа в летние месяцы КС не эксплуатируется. При этом не производится выделение жидкой фазы из газа на КС, так как входные сепараторы КС жестко завязаны с компрессорными агрегатами. Газ через сепараторы может пройти только при работе компрессорных агрегатов.

Таким образом, жидкость, имеющаяся в системе, транспортируется от УКПГ до КС Ныда в потоке газа и выделяется из него во входных сепараторах этой компрессорной станции.

Наличие жидкости в потоке газа ухудшает гидравлическую характеристику газопроводов. Кроме того, на КС Ныда возникают проблемы по утилизации выделяющейся из газа жидкой фазы.

Рекомендуется проработать возможность переобвязки входных сепараторов КС Ямбург с целью обеспечения их автономной работы. В этом случае можно из газа выделять жидкую фазу и транспортировать газ, минуя компрессорные агрегаты на КС Ныда.

В зимние месяцы, когда эксплуатируется КС Ямбург, во входных сепараторах выделяется жидкая фаза, состоящая из метанола, воды, гликоля и углеводородов. Количество жидкой фазы временами доходит до 6...8 м<sup>3</sup>/сут. На КС не предусмотрены мероприятия по утилизации этой жидкости.

Рекомендуется построить продуктопровод от компрессорной станции Ямбург до УКПГ-1 и возвращать жидкую фазу для обработки и утилизации. При этом можно использовать один из резервных блоков регенерации гликоля или блок регенерации метанола.

Благодаря обработке этой жидкости в блоке регенерации, из нее можно выделить гликоль для повторного использования.

**Об использовании триэтиленгликоля (ТЭГа) на установках осушки газа.** Размещение ДКС перед установками осушки газа обеспечивает оптимальный гидравлический режим работы технологического оборудования и снижает эксплуатационные затраты на подготовку газа к транспорту. В то же время возникают проблемы, в том числе повышение температуры контакта в летние месяцы года.

Для достижения глубокой осушки газа требуется более концентрированный раствор. Кроме того, с повышением температуры увеличиваются потери гликоля с осушенным газом.

Одним из способов повышения эффективности работы абсорберов при высоких температурах контакта является использование триэтиленгликоля (ТЭГа) вместо диэтиленгликоля (ДЭГа) в качестве осушителя.

В настоящее время для осушки природных газов в системе ОАО "Газпром" применяется только ДЭГ. Только на одном месторождении (Западное Таркосалинское) с осени 1996 г. начали использовать раствор ТЭГа. За первые 4 месяца 1997 г. удельные потери ТЭГа на объекте составили около 12 мг/м<sup>3</sup>, что в 2 раза меньше, чем потери ДЭГа на аналогичных установках.

Основными показателями, характеризующими гликоли как осушитель, являются депрессия точки росы газа по влаге, потери с осушенным газом, регенерируемость насыщенного раствора и т.д. Практически по всем этим показателям ТЭГ имеет преимущество перед ДЭГом.

**Очистка раствора гликоля от различных примесей.** Для очистки растворов гликолей от минеральных солей, механических примесей и других ингредиентов, попадающих в абсорбент на установках осушки газа, рекомендовано внедрить дистилляционный способ очистки раствора гликоля от минеральных солей и механических примесей, разработанный во ВНИИГАЗе.

Предлагаемая схема реализации этого способа включает в себя ряд элементов на уровне “ноу-хау”. Благодаря внедрению новых технических решений в схеме установки возможно практически полное выделение гликоля и воды из загрязненного раствора при температурах ниже температуры разложения гликоля. Способ одинаково успешно может быть применен для очистки растворов ДЭГа и ТЭГа.

Во всех случаях количество воды, подаваемой на вход насоса, выбирается таким образом, чтобы обеспечить на выходе из испарителя режим, соответствующий полному переходу раствора в паровую фазу.

Интенсивная технология обеспечивает получение раствора гликоля, практически полностью очищенного от различных примесей.

Одновременно интенсивная технология имеет дополнительное преимущество по экологическим показателям: количество промстоков многократно меньше по сравнению с базовой технологией.

На установке очистки в качестве сырья можно использовать также раствор гликоля, выделенного из газа на КС Ямбург. Срок окупаемости данной установки по экспертной оценке составит менее полугода.

### **4.3.7**

#### **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ОСОБЕННОСТЯМ РАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

1. К сеноманской продуктивной толще Ямбургского месторождения приурочены основные запасы газа месторождения. Она представлена континентальными песчано-алевролитовыми, часто слабосцементированными породами с подчиненными прослоями глин и пропластками углей. Песчаники и алевролиты характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Газовая залежь подстилается пластовой водой по всей площади ее распространения и является субмассивной. Газоводяной контакт ее находится на абсолютных отметках минус 1158,4–1176,0 м и имеет наклон в северо-восточном направлении. На уровне ГВК начальное пластовое давление в залежи соответствует гидростатическому.

Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6–1210,0 м.

2. Уточнение геологической модели и фильтрационно-емкостных свойств сеноманской залежи проведено по состоянию на апрель 1997 г. При этом проанализированы и учтены результаты исследований на эту дату поисково-разведочных, эксплуатационных и других категорий скважин, а также детальных сейсмических исследований.

3. Разработка сеноманской залежи осуществляется с 1986 г. на основании проекта, выполненного ВНИИГАЗом в 1984 г. В соответствии с проектом залежь должна разрабатываться 672 наклонно направленными скважинами, сгруппированными в 106 кустов. Число УКПГ составило 7. Выход на проектную добычу в объеме 185 млрд. м<sup>3</sup> в год предполагался в течение 5 лет.

Однако за это время было введено 5 УКПГ, которые эксплуатировались со значительным превышением их проектной производительности. Последние УКПГ-4 и 7 были введены с опозданием на три года, что не позволило выйти на проектную производительность.

4. По состоянию на 01.01.97 из залежи Ямбургского поднятия отобрано 33 % от запасов, утвержденных в 1996 г.

Текущее пластовое давление снизилось до 6,64–8,09 МПа (по проекту 7,06–8,09 МПа).

Снижение пластового давления по Харвугинской площади, отмеченное еще до ввода ее в эксплуатацию, связано с дренированием части ее запасов работающими УКПГ Ямбургского поднятия.

5. В настоящее время месторождение полностью разбурено эксплуатационным фондом. Общий фонд составил 782 скважины, эксплуатационный фонд – 676 скважин. Действующий фонд насчитывает 668 скважин, сгруппированных в 107 кустов и охватывающих своей сетью в основном центральную часть сеноманской залежи в пределах изопахиты 50 м. Большинство скважин, оборудованных пакерами, работало с превышением давления в затрубном пространстве, что говорит о низкой эффективности забойного оборудования. Кроме того, около 10 % скважин эксплуатируются с межконтурным давлением более 0,5 МПа.

6. По результатам специальных исследований установлено, что в значительном количестве сеноманских скважин наблюдается пескопроявление (178 скважин), а некоторые скважины работают с превышением норм по выносу песка вследствие активного разрушения породы в ПЗП.

Для предупреждения разрушения скелета пласта в зонах с естественной слабой цементированностью коллектора необходимо снизить депрессию, что эффективно можно реализовать после проведения работ по более полному освоению эксплуатируемых интервалов.

В случаях пескопроявлений, обусловленных обводнением ПЗП пластовой водой, рекомендуется проведение селективной изоляции притока этих вод.

7. Наряду с этим рекомендуется в перспективе проводить работы по укреплению призабойной зоны реагентами, намывке в ПЗП гравийно-песчаных фильтров и оборудовать хвостовики лифтов проволочными, керамическими и другими фильтрами.

Контроль за разработкой сеноманской залежи осуществляется в следующих направлениях. Газодинамические исследования проводятся на всех эксплуатационных скважинах не реже одного раза в два года и используются для определения фильтрационных параметров, на основании которых осуществляется распределение дебитов при совместной подаче газа в один шлейф, а также для уточнения технологических режимов работы скважин. Замеры пластовых давлений проводятся в скважинах 1 раз в квартал.

В специально оборудованных “глухих” вертикальных скважинах, расположенных, как правило, внутри куста и забой которых находится ниже ГВК на 70 м, осуществляется контроль за подъемом воды в процессе эксплуатации.

8. Уточнение профилей притока и параметров газоотдающих интервалов осуществляется на основании динамического каротажа в специально оборудованных скважинах, имеющихся на всех УКПГ. В результате этих исследований установлено, что газоотдающая толщина в среднем составляет 54 %.



В результате обобщения опыта эксплуатации сеноманских залежей севера Тюменской области было отмечено, что в течение первых лет (до 5–7 лет) их разработка осуществляется по газовому режиму, только затем наблюдается слабое проявление упруговодонапорного режима и внедрение воды в залежь. Оценка объемов внедрения пластовой воды в сеноманскую залежь проводилась с помощью карт подъема ГВК и на моделях.

Подсчет внедрившейся воды в залежь выполнен на начало каждого года эксплуатации, начиная с 1990 г.

На 01.01.97 г. объем воды, внедрившейся в залежь, составил около 5,0 % от газонасыщенного объема залежи.

9. По данным геофизической оценки, скважины начнут обводняться с 2006 г. (8 ед.) и к концу 2025 г. общее число таких скважин составит 53; они располагаются в 41-м кусте. Наибольшее число обводнившихся скважин приходится на район УКПГ-6, где уже в настоящее время в продукции ряда скважин есть пластовая вода.

В ходе прогнозных расчетов показателей разработки был рассмотрен вопрос обводнения залежи на геолого-математической модели. По прогнозу к 2025 г. число обводнившихся скважин по зонам УКПГ составит от 1 до 22, в целом по месторождению – 85 скважин, расположенных в 38 кустах. К концу разработки обводнение сеноманской залежи составит 44 %.

10. На основании выполненного анализа результатов газогидродинамических исследований эксплуатационных скважин за период 1993–1996 гг., а также за первую половину 1997 г. были отобраны представительные результаты исследований и на их основе по известным методикам рассчитаны средние фильтрационные параметры для всех УКПГ, которые в 1,5–2,0 раза отличаются от проектных 1984 г. в сторону их ухудшения.

11. В силу того, что имеются значительные перепады давлений между периферийными участками и зонами эксплуатации, а также между различными УКПГ, происходит перераспределение давления между этими зонами, вызванное перетоками газа из зон с высокими давлениями в зоны с пониженными давлениями. Объем перетоков из зон УКПГ-3, 4 и 7 в зоны с пониженными давлениями на 01.01.97 г. составил 148,4 млрд. м<sup>3</sup>. Кроме того, из Харвутинского участка (УКПГ-8) в зону УКПГ-1 перетекло 32,6 млрд. м<sup>3</sup> газа. Менее всего задренированы запасы газа в зонах УКПГ-4 (64,4 %) и УКПГ-7 (70,2 %).

12. Решением секции по разработке Комиссии по месторождениям и ПХГ 6. РАО “Газпром” от 18 марта 1997 г. было предложено рассмотреть три варианта разработки сеноманской залежи с годовыми отборами 170, 160 и 150 млрд. м<sup>3</sup>. Исходя из необходимости поддержания постоянного отбора газа из отдельных зон УКПГ, а также из условий предотвращения обводнения скважин и разрушений призабойной зоны пласта, рассчитали необходимое число дополнительных эксплуатационных скважин для каждого варианта, которое составило 131, 86 и 47 единиц соответственно.

13. Анализ расчетов технологических показателей разработки сеноманской залежи по рассматриваемым вариантам показал следующее. В результате ввода в эксплуатацию дополнительного числа скважин период постоянной добычи газа увеличивается всего на один год. При этом происходит заметное снижение депрессии на пласт, что уменьшает вероятность обводнения скважин и образования песчаных пробок. Коэффициент газоотдачи увеличивается до 3 % в основном за счет ввода дополнительного числа эксплуатационных скважин на УКПГ-4 и 7.

Как показали расчеты, в процессе разработки сеноманской залежи будут происходить перетоки газа между зонами УКПГ из-за существенной разницы в их пластовых давлениях. Так, отток газа будет происходить из зон УКПГ-3, 4 и 7, приток – в зоны УКПГ-1, 2, 5 и 6, в том числе из Харвутинского участка.

14. На основании технико-экономических показателей к внедрению на сеноманской залежи был рекомендован вариант с годовой добычей газа 150 млрд. м<sup>3</sup>. Для реализации данного варианта потребуется на УКПГ-4 пробурить 15 эксплуатационных скважин, а на УКПГ-7 – 32 скважины с целью обеспечения запланированной добычи газа и увеличения коэффициента газоотдачи.

Из трех рассмотренных вариантов разработки лучшие ТЭП и максимальное значение критериального показателя (ЧДД) получены по варианту с годовым отбором газа 150 млрд. м<sup>3</sup>.

Наиболее существенным фактором, определяющим стратегию разработки месторождения в период падающей добычи, является изменение экономических условий его функционирования. Это прежде всего снижение ставки налогов и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Основные рекомендации по контролю за разработкой сводятся к следующему:

увеличение числа наблюдательных скважин для контроля за пластовым давлением на 7 и пьезометрических на 6, с размещением их в периферийных участках залежи;

для расширения зоны контроля за продвижением ГВК пробурить 13 “глухих” скважин, из них 7 на Анерьяхинской площади;

все скважины, вышедшие из эксплуатации, должны рассматриваться на предмет их дальнейшего использования в качестве наблюдательных для контроля за разработкой;

15. Технологическая политика газодобывающего предприятия в области геологии, охраны недр и окружающей среды должна основываться на принципах инженерно-геологического мониторинга, включающего в себя наблюдение и управляющее воздействие на процессы, возникающие в ходе производственной и социальной деятельности. С целью исключения или уменьшения неблагоприятных воздействий объектов добычи газа на воздушную и водную среды, земную поверхность и почву, растительный и животный мир, недр и социальную среду предусматриваются специальные мероприятия по их защите.

#### **РЕАЛИЗАЦИЯ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА НА РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ**

Как уже отмечалось, к внедрению предлагается вариант 3, предусматривающий годовой отбор газа в объеме 150 млрд. м<sup>3</sup>. Этот вариант позволяет учесть некоторое отставание ввода в эксплуатацию ДКС. Дело в том, что в летнее время газ подается в магистральный газопровод под собственным давлением не менее 5,5 МПа. Снижение отборов газа по отдельным УКПГ обеспечивает на некоторое время такую возможность.

В ходе разработки сеноманской залежи из-за разности пластовых дав-

лений в различных зонах УКПГ происходят перетоки газа между этими участками. При реализации варианта 3 будет также осуществляться переток газа в зону УКПГ-1 из Харвутинской площади (УКПГ-8). На 01.01.97 величина перетока составила 32,6 млрд. м<sup>3</sup>.

К 2020 г. переток газа из этого участка практически прекратится и в сумме составит около 79 млрд. м<sup>3</sup>.

Для предлагаемого варианта, как указано выше, потребуется в эксплуатационной зоне УКПГ-4 пробурить 15 скважин, в зоне УКПГ-7 – 32 скважины. Уже сейчас добыча газа из указанных зон не обеспечивается существующим числом скважин. Поэтому ввод этих скважин целесообразно осуществить в ближайшие 2–3 года.