

# ШТОКМАН: ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ

Обустройство Штокмановского месторождения в значительной степени осложняют такие факторы, как глубина моря, удаленность от берега, суровые климатические условия, сложный рельеф дна, вероятность распространения в природных отложениях газогидратов и появления в районе работ крупных ледовых образований, а также отсутствие достаточного объема наблюдений и информации в целом по гидрометеорологическим условиям акватории и опыта работы в аналогичных условиях.

Проблемами освоения Штокмана занимались различные проектные организации в течение более десяти лет. Данная работа по оценке возможностей повышения экономической эффективности проекта и увеличения коэффициента извлечения газа выполнена авторами статьи по просьбе ООО «Газпром добыча шельф».

Центральной комиссией по разработке месторождений (Роснедра) был утвержден вариант разработки Штокмановского месторождения (см. «Вариант ЦКР») с годовым отбором около 71 млрд м<sup>3</sup>. Этот вариант характеризуется высоким коэффициентом извлечения газа (КИГ). Однако, при всех его положительных моментах, при данном коэффициенте объемы недоизвлеченных запасов Штокмана будут сопоставимы с запасами средних месторождений.

Следует отметить и высокие капитальные вложения в разработку месторождения, существенную часть которых (43%) составляют вложения в морские гидротехнические сооружения.

## Недостатки варианта ЦКР

Проведенный анализ технико-технологических решений рекомендуемого варианта разработки ЦКР позволил авторам выделить основные отрицательные стороны проекта:

- Для режима многофазного (двухфазного) транспортирования необходимо постоянное поддержание стабильного режима эксплуатации с поддержанием высокого высокоскоростного режима. В варианте ЦКР с 37 года разработки месторождения при эксплуатации всех трех трубопроводов следует ожидать пробкового режима;
- Компрессорный и технологические комплексы занимают львиную долю от массы и площади верхнего строения платформы, количество газоперекачивающих агрегатов для плавучего гидротехнического сооружения критическое;
- Использование подводных модулей скважин на 8 единиц влечет за собой дополнительные затраты на их изготовление и транспортировку в район установки (высокие требования к заводу изготовителю, для доставки на месторожде-

ния требуется использовать специальные крановые суда);

- Малая загрузка дожимной компрессорной станции. Рост потребностей в компрессорных мощностях в ДКС носит пиковый характер и эффективно используется в течение 6 лет (рис.1). В последние 15 лет разработки месторождения компрессорный комплекс использует менее 50% от проектной мощности, а последние 5 лет не эксплуатируется (рис.2).

Поиск оптимальных решений поставленной задачи заключался в пересмотре заложенного в варианте ЦКР сценария разработки месторождения. В рамках данной работы было принято решение дополнительно рассчитать пропускную способность и производительность основных объектов обустройства. В результате выполненных расчетов были сделаны следующие выводы:

- все расчеты оборудования технологического, компрессорного комплекса выполнены не в динамике по годам, а по максимальной производительности (пропускной способности);
- проектирование каждой из систем общей технологической цепочки (сбор, подготовка, транспорт) выполнены по максимальным значениям предыдущего (по направлению потока продукции) участка;
- использованные методы решения единой задачи разработки и обустройства месторождения рассмотрены отдельно друг от друга и в недостаточной степени оптимизированы.

Данный подход вполне эффективно применялся при проектировании разработки и обустройства сухопутных месторождений. Объекты обустрой-

## ШТОКМАН: ВАРИАНТ ЦКР

Основные показатели и технические характеристики по варианту ЦКР:

- Годовая добыча газа составляет около 71 млрд м<sup>3</sup>;
- За 50 лет эксплуатации накопленная добыча газа достигнет почти 2,7 трлн м<sup>3</sup>;
- На последний год разработки месторождения будет отобрано 75% от начальных балансовых запасов газа;
- Для достижения проектных уровней годовых отборов необходим фонд эксплуатационных скважин в размере 68 штук;
- Добыча и контроль за скважинами осуществляется с помощью семи подводных модулей;
- Для размещения оборудования по подготовке продукции к транспорту необходимо сооружение трех морских ледостойких платформ;
- Транспортировка добываемой продукции осуществляется по трем ниткам морского трубопровода диаметром 42 дюйма;
- Технология транспортировки газа — в двухфазном состоянии.

ства сухопутных месторождений строятся постепенно, и изменения могут быть внесены на любом из этапов, начиная с этапа экспериментальной промышленной разработки и заканчивая эксплуатацией в период падающей добычи. Для проектирования разработки и обустройства морских месторождений такой подход неприемлем.

Заключительные выводы по анализу варианта ЦКР:

- недоиспользован потенциал месторождения;
- малоэффективное использование мощностей дожимной и головной компрессорных станций;
- большие массогабаритные характеристики верхних строений платформ (компрессорного, технологического и энергетического комплексов) на верхних строениях морских сооружений (платформа, FPSU);
- ограничения по производительности (причем не только из-за пропускной способности трубопроводов).

### Оптимизация показателей

Учитывая вышеизложенные недостатки, была произведена работа по оптимизации показателей разработки Штокмановского ГКМ с целью повышения рентабельности проекта.

Для наиболее адекватной оценки полученных при оптимизации вариантов разработки месторождения для сравнения с вариантом ЦКР было принято решение выделить и показать основные пути решения задачи по наиболее показательным и весомым направлениям:

- изменение динамики добычи углеводородов на месторождении;
- эффективное использование создаваемой производственной инфраструктуры;
- снижение потребных мощностей компрессорного и технологического комплексов;
- эффективный режим эксплуатации трубопроводов с поддержанием объемного расхода в трубопроводе.

По мнению авторов, при детальном рассмотрении проектных показателей разработки налицо отсутствие системного подхода в проектировании месторождений. Данный факт отражен в расчете потребных компрессорных мощностей, необходимых для реализации

Рис.1 Динамика загрузки компрессорного комплекса на одной платформе по годам

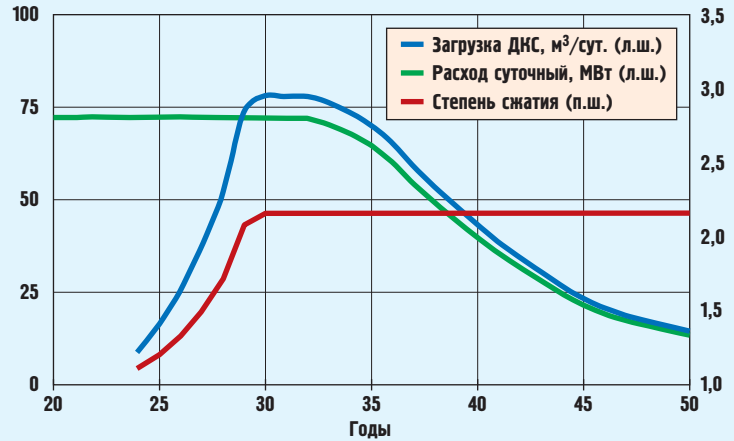


Рис.2 Динамика загрузки компрессорного комплекса на одной платформе по годам

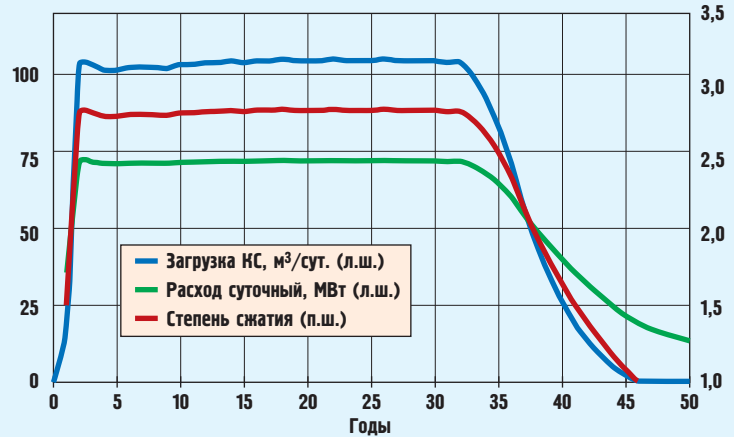


Рис.3 Динамика добычи газа и снижения устьевого давления пласта Ю<sub>0</sub> по варианту, утвержденному в ЦКР

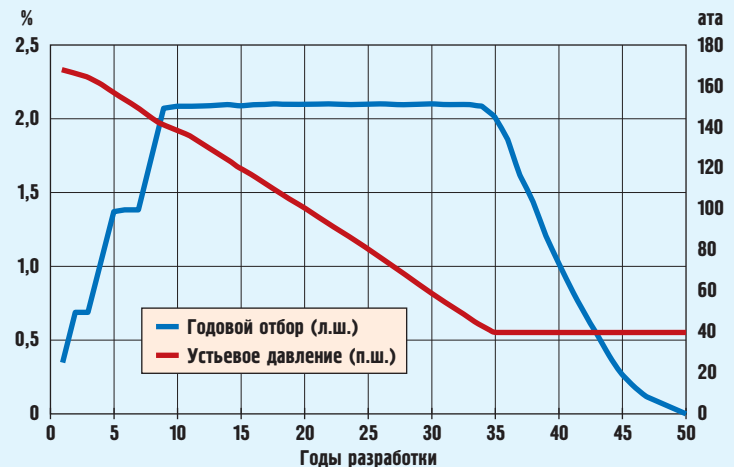


Рис.4 Динамика добычи газа и снижения устьевого давления пласта Ю<sub>1</sub> по варианту, утвержденному в ЦКР

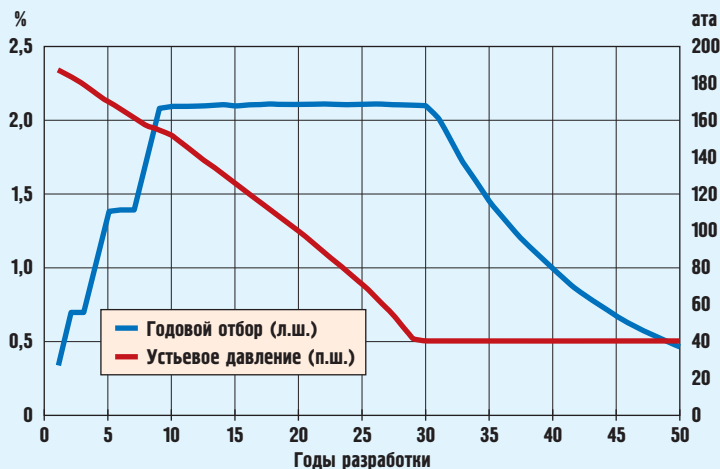


Рис.5 Потребная мощность для компрессорных комплексов на платформах (Залежь пласта Ю<sub>0</sub>, Вариант, утвержденный в ЦКР)

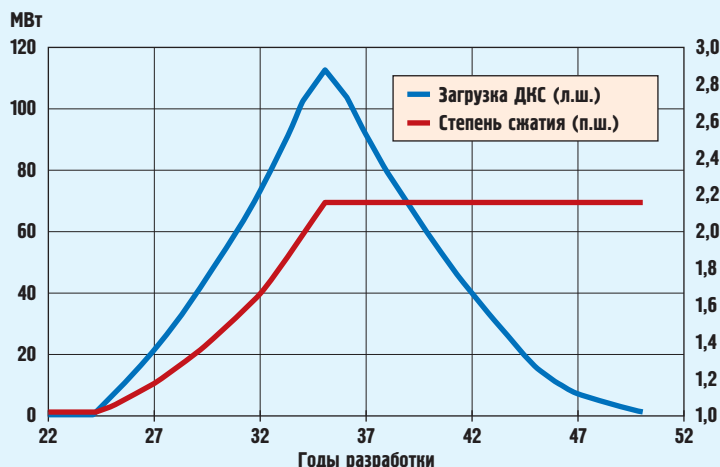
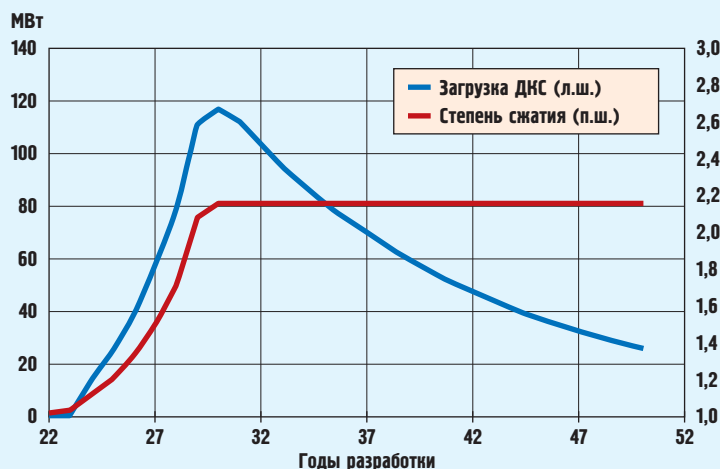


Рис.6 Потребная мощность для компрессорных комплексов на платформах (Залежь пласта Ю<sub>1</sub>, Вариант, утвержденный в ЦКР)



промышленной подготовки добываемой продукции к дальнему транспорту, в соответствии с изложенной в варианте ЦКР динамикой добычи углеводородов.

На рис.3 и 4 изображены профили добычи и соответствующие им распределения устьевых давлений по годам для пластов Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>1</sub>. Соответствующие графики распределения потребных компрессорных мощностей по годам разработки приведены на рис.5 и 6.

Таким образом, из данных графиков следует, что загрузка компрессорных мощностей для промышленной подготовки добываемой из пласта Ю<sub>0</sub> продукции к дальнему транспорту производится на 100% только к 34 году разработки и для Ю<sub>1</sub> в 35-м, после чего интенсивно снижается. В таком случае эффективность использования компрессорного оборудования становится крайне низкой вследствие недогрузки в последующие годы разработки.

Этот момент указывает на то, что проектировщиками в недостаточной степени были отработаны вопросы совместного моделирования процесса освоения месторождения. По всей видимости, процесс освоения Штокмановского месторождения проектировщиками рассматривался как два составляющих: процесс дренирования залежей углеводородов и процесс подготовки добываемой продукции к транспорту. Работы по расчету технологических показателей данных процессов велись практически отдельно и без должного взаимного обсуждения.

### Критерии оптимизации

Первый критерий оптимизации показателей разработки месторождения, выделенный авторами, заключается в рассмотрении при проектировании возможности использования максимальных (заложенных по варианту ЦКР) компрессорных мощностей для полной загрузки. По мнению авторов, это позволит увеличить коэффициент извлечения газа за счет снижения ограничения по устьевому давлению.

Были проработаны более 10 вариантов разработки с разными критериями на основе существующего варианта без изменения количества скважин и транспортной системы: варианты со снижением минимального

устьевого давления до 30, 20, 10 атм., варианты с однофазным и двухфазным транспортированием.

В статье приведены два варианта, которые представляют наибольший интерес и могут быть отправными точками для детальной проработки и составления корректировки проекта разработки.

**Вариант 2а. Постоянная загрузка ДКС**

Данный вариант прикидочный и является логическим началом поиска оптимальной динамики добычи углеводородов, при которой производственная инфраструктура будет загружена на полную мощность. Суть варианта заключается в фиксированном снижении годового отбора в период падающей добычи газа, но с меньшей интенсивностью по отношению к варианту ЦКР: для Ю<sub>0</sub> снижение составляет 7% в год и для Ю<sub>1</sub> — 5%. Проведенные расчеты технологических показателей разработки указывают на более эффективное использование компрессорных мощностей по отношению к варианту ЦКР. Такой подход позволяет увеличить суммарную добычу газа из пласта Ю<sub>0</sub> до 82,1% и до 79,0% из пласта Ю<sub>1</sub>.

Недостатком являются высокие значения степени сжатия. На рис.7, 8, 9 и 10 приведена динамика годовых отборов, устьевого давления, потребных компрессорных мощностей и степени сжатия по годам.

При проектировании с учетом оптимизации по первому критерию КИГ может быть увеличен при тех же технико-технологических решениях и капитальных вложениях путем рационального использования производственной инфраструктуры. Однако следует отметить, что вариант 2а требует высоких капвложений (как и в варианте, утвержденном в ЦКР), а эксплуатационные вложения будут выше.

**Второй критерий**

Поскольку капитальные вложения, особенно в начальные годы разработки месторождения, значительно влияют на его экономическую эффективность, был выделен второй критерий оптимизации — снижение капитальных вложений в морской добычной комплекс.

Рис.7 Вариант 2а. Динамика добычи газа и снижения устьевого давления (Залежь пласта Ю<sub>0</sub>, Снижение годового отбора с 35 года на 7% в год)

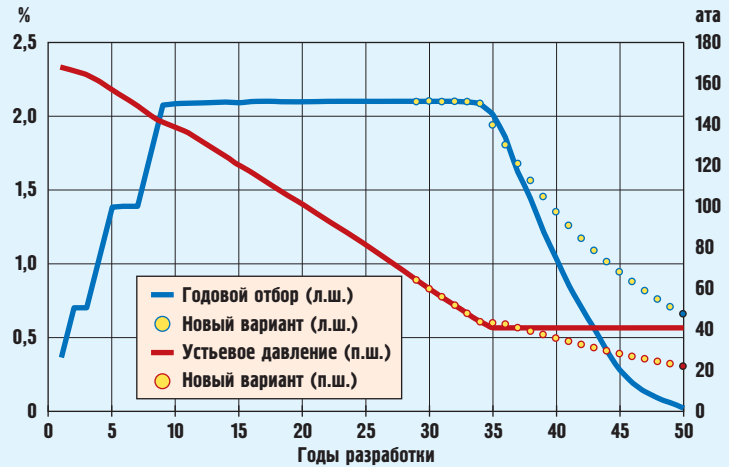


Рис.8 Вариант 2а. Потребная мощность для компрессорного комплекса (Залежь пласта Ю<sub>0</sub>)

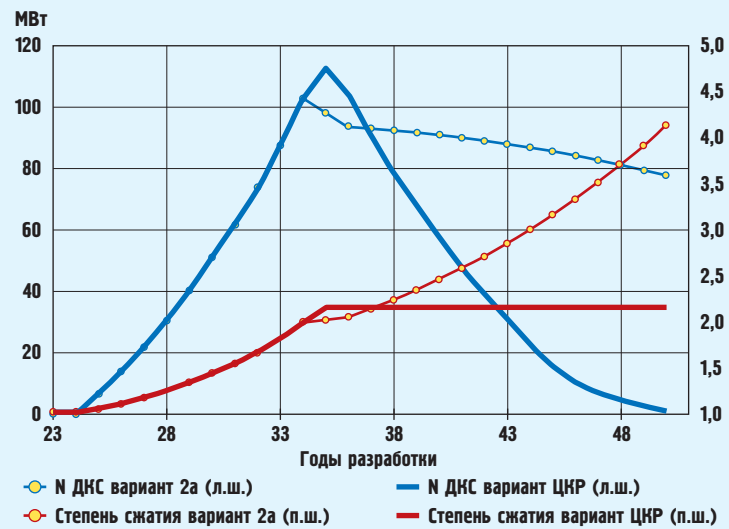


Рис.9 Вариант 2а. Динамика добычи газа и снижения устьевого давления (Залежь пласта Ю<sub>1</sub>, Снижение годового отбора с 35 года на 7% в год)

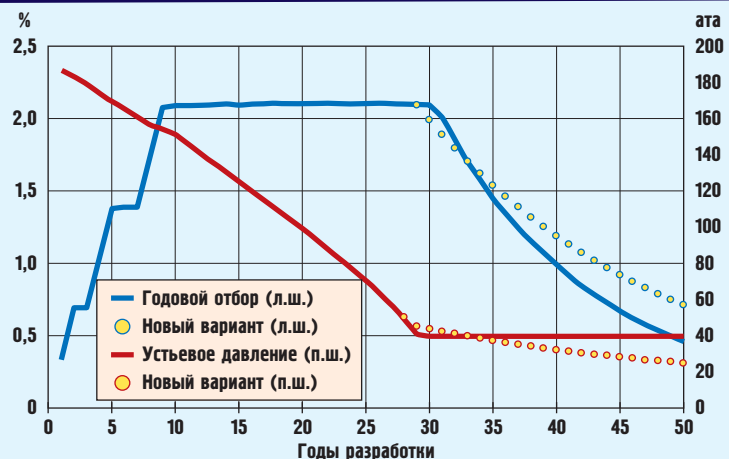


Рис.10 Вариант 2а. Потребная мощность для компрессорного комплекса (Залежь пласта Ю<sub>0</sub>)

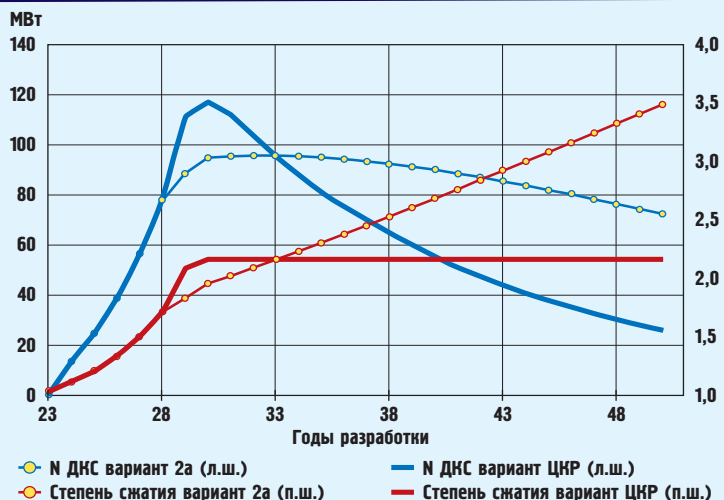


Рис.11 Вариант 3б. Динамика добычи газа и снижения устьевого давления (Залежь пласта Ю<sub>0</sub>, Снижение годового отбора с 32 года)

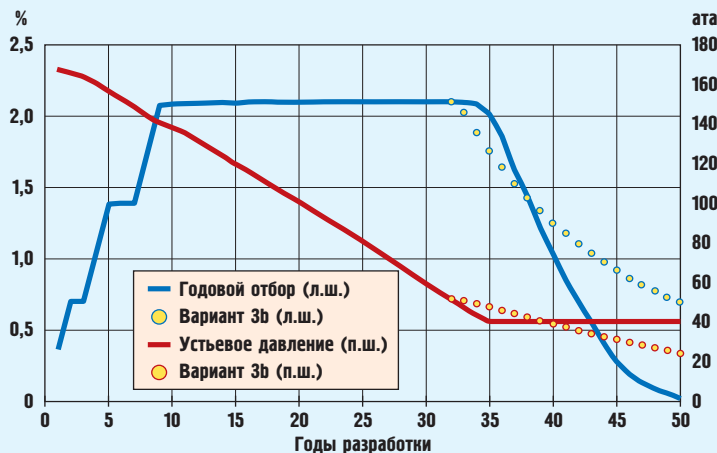
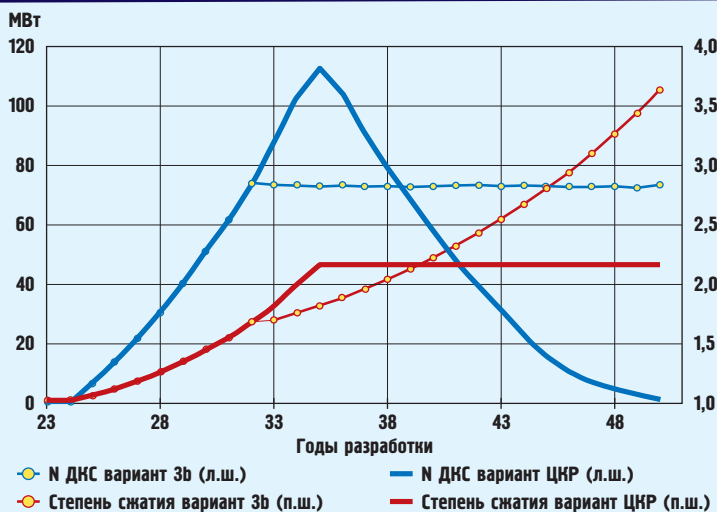


Рис.12 Вариант 3б. Потребная мощность для компрессорного комплекса (Залежь пласта Ю<sub>0</sub>)



Одним из основных объектов обустройства месторождения является платформа, в составе верхнего строения которой размещается большая часть оборудования морского промысла. Верхние строения платформы (ВСП) с комплексами основного и вспомогательного оборудования и системой жизнеобеспечения составляют значительную часть стоимости всей платформы (стоимость 1 кг ВСП — \$40–60, а опорной части — \$5–15).

Оценка массогабаритных характеристик верхнего строения платформы свидетельствует о том, что не менее 30% по площади и по массе составляет компрессорный комплекс в варианте ЦКР, поэтому в качестве объекта для дальнейшей оптимизации принято решение по сокращению требуемых мощностей компрессорного комплекса.

Для возможности сравнения вариантов без изменения остаются транспортная и добычная схемы обустройства, количество и тип гидротехнических сооружений, количество кустов скважин и количество скважин в кустах.

Следует отметить, что сегодня в России не производится компрессорное оборудование для эксплуатации на морских платформах, роторное оборудование является наиболее дорогостоящей составляющей верхнего строения на гидротехническом сооружении как с точки зрения капитальных, так и эксплуатационных затрат в проекте.

### Вариант 3б. Снижение требуемых мощностей ДКС и их эффективное использование

Был выполнен расчет группы вариантов со снижением требуемых мощностей относительно варианта ЦКР. В формате статьи приводится только один вариант из этой группы. Снижение требуемых мощностей компрессорных комплексов в составе платформы выполнено за счет уменьшения периода постоянной добычи газа. Результаты представлены на рис.10, 11, 12, 13.

В качестве выводов следует сказать, что при заданной динамике отборов снижение требуемых мощностей КС не приводит к снижению КИГ, и он будет не ниже, а даже выше, чем по варианту ЦКР за 50 лет разработ-



ки. При этом капитальные вложения в начальный период разработки сократятся за счет снижения количества газоперекачивающих агрегатов на платформе.

Следовательно, массогабаритные характеристики компрессорного комплекса верхнего строения платформы, а соответственно и основания платформы и ее несущей части, уменьшаются, что делает техническую реализацию проекта более привлекательной.

При этом степень сжатия на ДКС изменяется в пределах от 1,5 до 3,0, что позволит использовать компрессорное оборудование со сменной проточной частью (возможно применение существующих нагнетателей российского производства) на весь период эксплуатации.

Вместе с тем, следует отметить и отрицательные стороны полученных вариантов, заключающиеся в снижении периода постоянной добычи, что может быть отчасти компенсировано за счет оптимизации других объектов обустройства, к примеру, изменением схемы размещения кустов скважин, увеличением фонда скважин в поздний период эксплуатации, дополнительной оптимизацией транспортной системы.

Но даже сокращение периода постоянной добычи меньше повлияет на экономическую эффективность проекта, чем снижение капитальных вложений в первые годы разработки месторождения.

Для наиболее адекватной оценки эффективности освоения Штокмановского месторождения авторами не были затронуты многие технико-технологические решения, предлагаемые в варианте ЦКР, как в области разработки, так и в области обустройства.

Однако совершенно очевидно, что более широкая объектная оптимизация, которая будет включать в себя не только компрессорный комплекс на платформе, но и объекты добычи, сбора, подготовки и транспорта, приведет к значительному повышению эффективности освоения месторождения.

Авторы убеждены, что для успешного решения поставленных задач применяемые в проекте технико-технологические решения должны быть нетрадиционными и уже на этапе проекта разработки должны прорабатываться более детально.

Рис.13 Вариант 3в. Динамика добычи газа и снижения устьевого давления (Залежь пласта Ю<sub>1</sub>, Снижение годового отбора с 28 года)

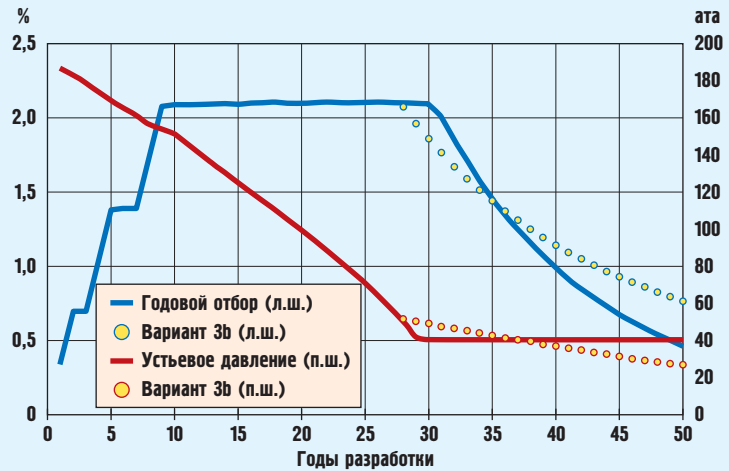


Рис.14 Вариант 3в. Потребная мощность для компрессорного комплекса (Залежь пласта Ю<sub>1</sub>)

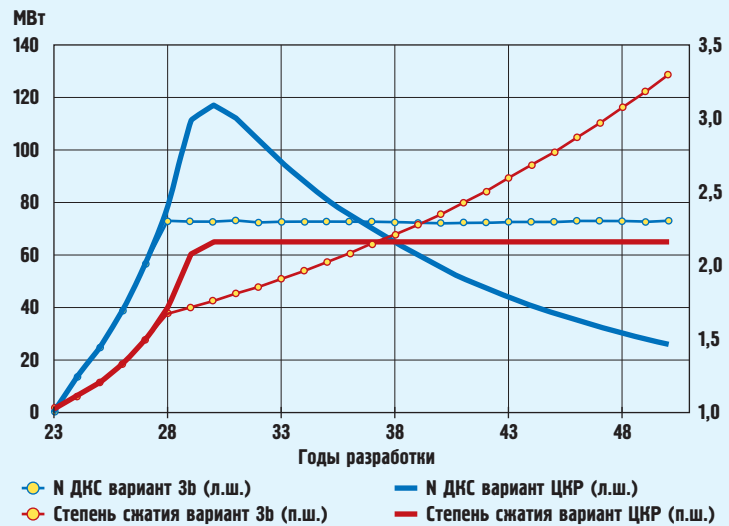


Рис.15 Сравнение изменений объемов извлечения газа и потребности в компрессорных мощностях по вариантам

