

*На правах рукописи*

**ГУСЕВА ИРИНА ОЛЕГОВНА**

**СОДЕРЖАНИЕ И ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ  
ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ ВОДОПОДГОТОВКИ  
НА МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Специальность 25.00.18

Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых  
(технические науки)

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Москва  
2004**

Работа выполнена в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина.

- |                        |  |
|------------------------|--|
| Научный руководитель   | • доктор технических наук, профессор Ч.С. Гусейнов;                |
| Официальные оппоненты: | • доктор технических наук, академик РЛЕН Л.Г. Кульпии;             |
|                        | • кандидат технических наук, старший научный сотрудник И.Л. Жданов |
| Недугая организация    | • ЗЛО «МОРНЕФТЕГЛЗПРОЕКТ»  |

Защита диссертации состоится «22» декабря 2004 г. в 14 часов в ауд. 1801 на заседании диссертационного совета 212.200.11 в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу: 119991, ГС11-1, Москва, Ленинский проспект, д. 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

Автореферат разослан «10» ноября 2004 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
доктор технических наук, доцент



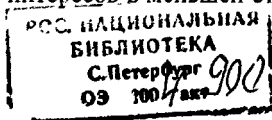
И.Е. Литвин

## I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность исследования.** В последние годы освоение морских нефтегазовых месторождений относят к числу актуальных научно-технических задач топливно-энергетического комплекса. Опыт показывает, что их разработка значительно сложнее и дороже, чем месторождений на материке. В мировой практике нефтегазовые ресурсы континентального шельфа уже давно стали основным источником прироста добычи нефти и газа, но особенности заводнения в условиях морских месторождений, выбор места и технических средств водоподготовки остаются еще малоизученными проблемами.

В связи с этим особую значимость приобретают исследования, связанные с научно обоснованными подходами к методам искусственного поддержания пластового давления (ГПД) путем нагнетания в разрабатываемый пласт воды с целью повышения нефтеотдачи и продления фонтанного способа добычи. И поскольку заводнение является основным и неотъемлемым методом ГПД, то становится очевидным, что на морских месторождениях его максимальная эффективность во многом зависит от качества водоподготовки.

**Степень научной разработанности проблемы.** Вопросам повышения нефтеотдачи посвящены многочисленные работы как отечественных, так и зарубежных ученых и практиков. Среди них в первую очередь необходимо выделить труды Л.Х. Ибрагимова, А.Ф. Максименко, И.Т. Мищенко, В.И. Муравленко и других, а также зарубежных авторов: К. Граттони (Великобритания), Л. Лейк (США), Л.М. Нордье, Дж. Фройен (Норвегия). В работах указанных авторов широко представлены результаты исследований технологических и организационных методов разработки главным образом материковых месторождений (в круг их интересов в меньшей степени входили морские месторождения).



Очевидно, что рентабельность добычи нефти во многом связана с эффективностью существующих систем заводнения нефтяных пластов. На морских нефтяных месторождениях эта проблема стоит особенно остро, поскольку стоимость их освоения, как правило, весьма высока. Следует отметить, что при заводнении нефтяникам нередко приходится сталкиваться с проблемой несовместимости морской (МВ) и пластовой воды (ПВ), в результате чего совместная закачка этих вод часто приводит к выпадению нерастворимых осадков с загрязнением продуктивного пласта и, таким образом, к снижению нефтеотдачи пластов.

Проведенный нами анализ специальной литературы показывает, что в настоящее время практически не существует нормативных актов и рекомендаций по заводнению и применению различных способов водоподготовки на море и определению мест установки необходимого для этого оборудования (в зависимости от конкретных географических условий морского месторождения). Необходимо выполнить целенаправленный анализ существующих способов подготовки пластовых и морских вод для их эффективного применения на морских платформах, а также выработать методологию принятия решений о методах повышения нефтеотдачи, расположении объектов водоподготовки и принципах закачки.

Настоящее исследование актуально уже потому, что выявлены новые подходы и адаптированы существующие системы заводнения и водоподготовки, что приводит к снижению капитальных затрат и повышению нефтеотдачи..

**Главной целью диссертационной работы** является разработка комплексного подхода к определению места размещения оборудования для закачки и водоподготовки в зависимости от географических условий морского нефтяного месторождения, числа платформ и их функциональной принадлежности, в том числе обоснование технологических процессов и тех-

нических средств для обеспечения максимальной нефтеотдачи на данных месторождениях.

Основная цель потребовала решения следующих конкретных задач:

- изучения особенностей основных методов повышения нефтеотдачи, дифференциации их с позиций возможного использования для морских нефтяных месторождений, обоснования главных критериев и показателей их приоритетности для морских нефтяных месторождений;
- выявления особенностей поддержания пластового давления на морских нефтяных месторождениях;
- определения наиболее приемлемых технологий заводнения и водоподготовки для таких месторождений;
- обоснования размещения узлов закачки и водоподготовки в зависимости от конкретных географических условий морского месторождения.

**Объектом исследования** явилась российская и зарубежная практика разработки и эксплуатации морских нефтяных месторождений, сложившаяся система методов, используемых для увеличения нефтеотдачи, в первую очередь системы водоподготовки для поддержания пластового давления.

Предметом исследования выступает система заводнения и водоподготовки на морских нефтяных месторождениях, взаимосвязь объемов закачиваемой воды и объемов добываемой продукции.

**Теоретической и методологической основой диссертационного исследования** явились положения и выводы, представленные в работах российских и зарубежных ученых и практиков, посвященных теоретическим и практическим проблемам повышения нефтеотдачи, в том числе на морских месторождениях.

**Научная новизна** диссертации заключается в следующем:

- разработана классификация методов увеличения нефтеотдачи в зависимости от решаемых с их помощью задач применительно к морским месторождениям;
- впервые предложено использовать горизонтальные нагнетательные скважины для заводнения на морских месторождениях, а в случае несовместимости морской и пластовой вод предложена методика их раздельной закачки всего по двум горизонтальным нагнетательным скважинам в противоположные части продуктивного пласта, не допуская их смешивания;
- разработана схема принятия решений по выбору места расположения объектов водоподготовки и закачки морской и пластовой воды;
- предложен и обоснован метод утилизации всех видов производственно-бытовых стоков на морской платформе путем их добавления в очищенные пластовые воды, подлежащие закачке в пласт;
- доказана необходимость использования коэффициента дополнительной закачки при расчете объемов заводнения.

**Практическая значимость диссертационного исследования** заключается в возможности применения полученных результатов для выбора системы водоподготовки и заводнения при разработке технико-экономического обоснования проекта освоения морского нефтяного месторождения. Практическая реализация рекомендаций автора приводит к увеличению нефтеотдачи благодаря приросту площади заводнения, а также снижению капитальных затрат из-за сокращения числа дорогостоящих морских нагнетательных скважин.

**Апробация работы.** По результатам исследования опубликовано 7 работ, общим объемом 9 п.л., сделаны доклады на международных и общероссийских научно-практических конференциях. Использование рекомендаций, выдвинутых в диссертации, подтверждено справками о внедрении.

**Структура и содержание исследования.** Работа состоит из введения, трех глав, выводов, 8 приложений и списка литературы, включающего 130 наименований. Диссертация изложена на 155 страницах, содержит в тексте 19 рисунков и 15 таблиц.

## **II. ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обосновывается актуальность и важность темы исследования, ее значимость для науки и практики, характеризуется состояние научной разработанности проблемы, определяются цель, задачи, объект и предмет исследования, указывается его теоретико-методологическая база, научная новизна и практическая значимость.

**В первой главе** раскрыты содержание и особенности освоения морских нефтяных месторождений, рассмотрены их место и роль в общей системе нефтедобычи России.

Объем капитальных вложений в освоение месторождений в немалой степени зависит от стоимости объектов их обустройства и морских нефтепромысловых сооружений (искусственных островов, плавучих и стационарных платформ, подводных добычных комплексов), с помощью которых выполняются все технологические операции. Уменьшить количество дорогостоящих платформ можно путем широкого применения прогрессивной технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а частично снизить затраты позволит использование унифицированных морских нефтепромысловых сооружений.

При водонапорном режиме процесс добычи нефти продолжается более 30-50 лет и проходит ряд стадий, отличающихся, с одной стороны, новым качественным состоянием залежей, а с другой, степенью изменения окружающей среды. По динамике добычи можно выделить четыре стадии процесса разработки залежей пластового типа при водонапорном режиме.

*Первая стадия* (освоение эксплуатационного объекта) характеризуется интенсивным ростом добычи нефти (до максимально заданного уровня), быстрым увеличением действующего фонда скважин до 0,6-0,8 от максимального; резким снижением пластового давления (до 30% за 6-8 лет), небольшой обводненностью продукции (3-4%), текущим коэффициентом нефтеотдачи (около 10%).

*Вторая стадия* (поддержание высокого уровня добычи нефти) характеризуется стабильно высоким уровнем добычи нефти (максимальный темп добычи нефти в пределах 3-17%) в течение 3-7 лет (1-2 года для вязких нефтей); ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда; нарастанием обводненности продукции (от 2 до 7% ежегодно); отключением небольшой части скважин из-за их обводнения и переходом на механизированный способ добычи нефти; текущий коэффициент нефтеотдачи составляет к концу стадии 30-50%.

*Третья стадия* (значительное снижение добычи нефти) характеризуется снижением добычи нефти от 10 до 20% в год; уменьшением числа скважин из-за их отключения вследствие обводнения; переходом практически всего фонда скважин на немеханизированный способ добычи; прогрессирующим обводнением продукции до 80-85% при среднем росте обводненности 7-8% в год; повышением текущих коэффициентов нефтеотдачи на конец стадии до 50-60% (до 20-30% для вязких нефтей); суммарным отбором жидкости от 50 до 100% балансовых запасов нефти.

*Четвертая стадия* (завершения) характеризуется малыми, медленно снижающимися темпами отбора нефти (около 1%); большими темпами отбора жидкости (от 3 до 20%); высокой, но медленно возрастающей обводненностью продукции (около 1% в год); более резким, чем на третьей стадии уменьшением числа скважин из-за их обводнения (фонд скважин со-



ставляет примерно 0,4-0,7 от максимального, снижаясь иногда до 0,1); отбором 10-20% балансовых запасов нефти за весь период стадии.

Контроль за разработкой нефтяной залежи следует проводить на протяжении всего времени эксплуатации. Поэтому система разработки должна постоянно корректироваться, т. е. необходим комплекс мероприятий, который позволяет улучшать действующую систему разработки. При этом главная цель регулирования разработки заключается в равномерном перемещении водонефтяного или газонефтяного контакта при высоких темпах отбора нефти из залежи.

На морских месторождениях остро стоит проблема рентабельности, которую практически невозможно определить особенно на стадии разработки основных проектных документов, поскольку очень сложно предусмотреть все затраты на освоение месторождения. Сложность эксплуатации морских месторождений состоит еще и в том, что необходимо предусмотреть размещение всех технологических узлов на стадии проектирования платформы. Исходя из этого, требуется тщательное изучение динамики добычи нефти с целью прогнозирования тех мероприятий, которые могут потребоваться, когда объемы добычи существенно снижаются, а обводненность продукции повышается.

Особое внимание при разработке морских месторождений следует уделять экологической безопасности. Важнейшее условие для уменьшения ущерба от возможных загрязнений - строгий и надежный контроль за эксплуатацией месторождений в соответствии с принятыми законодательными актами. На наш взгляд, одним из радикальных путей утилизации основных видов производственно-бытовых стоков на морской платформе должно стать их добавление в очищенные пластовые воды, подлежащие закачке в пласт. Это несложно осуществить на платформе. Все отходы должны собираться в соответствующие емкости. Безусловно, для этого требуются допол-

нительные мероприятия по их возможной раздельной очистке и химической обработке с последующим сбором в общий коллектор, подведенный к емкости очищенных пластовых вод. Однако реализация такого технического решения может быть значительно дешевле, чем затраты на вывоз этих вод на берег, при котором возможно попадание вредных жидкостей в море.

В диссертации рассмотрены основные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и даны рекомендации по их применению на морских нефтяных месторождениях. В результате анализа данных методов установлено, что ни один из них не является универсальным. Отмечается, что дополнительная добыча нефти имеет место в течение только определенного срока, и что в процессе применения каждого метода требуется их дополнительный контроль и анализ.



Рис 1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи

Нами разработана классификация МУН в зависимости от решаемых с их помощью задач (рис. 1). Изучение динамики добычи нефти до и после

применения различных МУН позволило сделать вывод о том, что использование нескольких методов одновременно или в определенной последовательности (в зависимости от исходных параметров - приемистости пласта, температуры агента, возможных последствий охлаждения пласта при закачке холодной воды, совместимости закачиваемых вод с пластовыми флюидами и т.д.) существенно увеличивает процент извлекаемости нефти.

Во второй главе анализируется поддержание пластового давления как необходимое условие увеличения нефтеотдачи.

Рассмотрена специфика закачки воды на морских месторождениях, которая заключается в том, что на начальных этапах разработки в добываемой нефти отсутствует пластовая вода или ее слишком мало для заводнения. Поэтому на этих этапах необходимо закачивать в пласт морскую воду. В последующем, с ростом содержания пластовой воды в добываемой нефти, можно закачивать, как морскую, так и пластовую воду, соответственно снижая объемы закачки морской воды. И, наконец, на заключительных этапах разработки, когда объемы пластовой воды превысят объемы добываемой нефти, необходимо продолжать закачку и, увеличивая объемы закачки пластовой воды, значительно сокращать использование морской воды. На рис. 2 мы графически иллюстрируем совокупный процесс добычи пластовой продукции (ПП) и закачки МВ и ПВ. В верхней части графика показаны объемы добычи нефти и пластовой воды, а в нижней части — объемы закачки морской и пластовой воды. Можно утверждать, что с технологических позиций закачка пластовых вод в продуктивный пласт, безусловно, предпочтительнее, чем их сброс в море (даже после тщательной очистки), поскольку очищенная пластовая вода по своему составу практически не отличается от вод, непосредственно находящихся в пласте. Смешивание с водами в пласте не вызывает никаких осложнений, а пластовые воды к тому же обладают более высокими вымывающими свойствами, чем мор-

екая вода. Кроме того, этот процесс отвечает и экологическим требованиям.

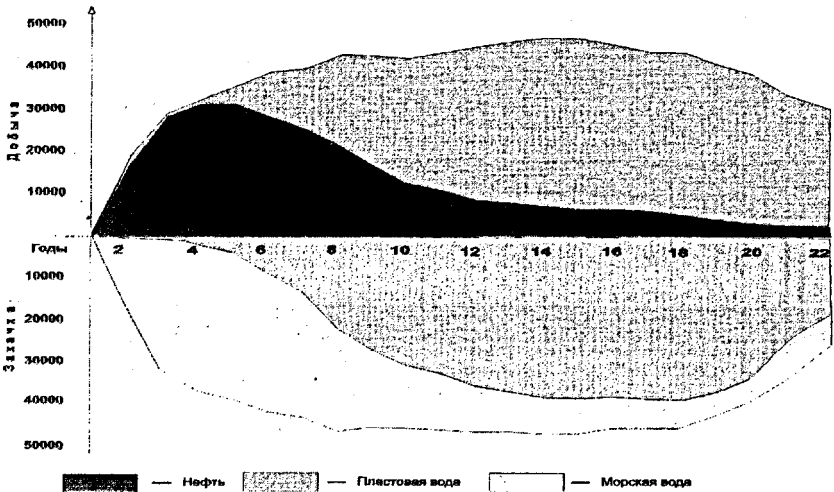


Рис. 2. Объемы добычи пластовой продукции и закачки морской и пластовой воды

Именно поэтому, как только количество пластовой воды оказывается достаточным, снижают закачку в пласт морской воды. При этом комплексы подготовки ПВ и МВ, рассчитанные на максимальные объемы раздельной закачки, должны быть установлены в составе верхних строений платформы до начала ее функционирования, поскольку очень затруднительно вести строительные-монтажные работы в процессе бурения скважин и их эксплуатации. Естественно, что период наращивания объемов закачки пластовой воды находится в полной зависимости от темпов обводнения пластовой продукции.

Одной из проблем системы ППД является неспособность существующих технологий заводнения расширить диапазон воздействия на пласт. Всесторонне изучив мировой опыт бурения горизонтальных скважин, мы пришли к выводу, что заводнение с их помощью будет более эффективным.

Известно, что применение горизонтальной технологии с соблюдением четко определенных условий позволяет решить ряд важных проблем разработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, а именно:

- значительно уменьшить число скважин;
- существенно увеличить (от двух до 10 и более раз) дебиты скважин;
- увеличить степень нефтеизвлечения;
- регулировать процессы обводнения скважин, увеличить срок безводной эксплуатации;
- вовлечь в разработку запасы под мегаполисами и другими труднодоступными участками земной поверхности (заповедниками, населенными пунктами и т.д.).

При традиционном заводнении пласта вертикальными скважинами вытеснение нефти происходит со значительно меньшего по объему участка, чем при горизонтальной проходке, что приводит к сравнительно более частому прорыву воды в пласт. Горизонтальное бурение позволяет повысить плотность сетки разработки пласта месторождения при меньшем количестве скважин, а это означает меньшее воздействие на окружающую среду. Скважина, пробуренная вертикально, «прокалывает» пласт, и площадь поддержания пластового давления ограничивается некоторым радиусом вокруг ствола. Чтобы выработать весь нефтяной пласт, нужно бурить большое количество нагнетательных скважин, расположенных близко друг от друга. Скважина, пробуренная горизонтально, располагается вдоль пласта и поддерживает пластовое давление в существенно большей зоне. Таким образом, оптимально вырабатывается весь пласт при меньшем количестве скважин.

Большой практический интерес представляют различные варианты расположения оборудования при решении задач поддержания пластового давления. Применительно к морским месторождениям очень важно определиться,

какие скважины (горизонтальные или вертикальные) использовать для достижения минимального уровня затрат с максимально возможной нефтеотдачей.

Задача оптимального расположения оборудования состоит в следующем: необходимо улучшить качество заводнения, сделать его как можно более универсальным, подходящим для любой потенциально возможной ситуации. Более глубокий анализ ситуации с затратами на реализацию заводнения горизонтальными скважинами приводит к уточненной постановке задачи: *необходимо так выбрать место размещения оборудования для водоподготовки и закачки, чтобы фактическое значение затрат стало максимально близким к теоретически оптимальному в сложившейся ситуации.*

Для поддержания пластового давления на морских месторождениях требуются затраты на: водоподготовку, заводнение (закачку), бурение скважин (горизонтальных или вертикальных), а также на стоимость части платформы для размещения необходимого оборудования.

Удельная стоимость процесса ППД определяется по формуле:

$$\Omega_0 = \frac{S_{\text{водоподготовки}} + S_{\text{закачки}} + S_{\text{скважин}} + S_{\text{платформы}}}{Q} \rightarrow \min, \quad (1)$$

$\Omega$  - удельная стоимость;  $Q$  - нефтеотдача;  $S$  - стоимость.

К  $S_{\text{платформы}}$  относится стоимость площади морской платформы, которая необходима для размещения соответствующего оборудования. В случае разработки месторождения с берега горизонтальными скважинами  $S_{\text{платформы}} = 0$ .

$$\Omega_0 = \frac{S_{\text{водоподготовки}} + S_{\text{закачки}} + S_{\text{скважин}}}{Q} \rightarrow \min, \quad (2)$$

Так как  $S_{\text{водоподготовки}}$  и  $S_{\text{закчки}}$  определяется практически только стоимостью оборудования, то управляемыми переменными в вышеприведенной функции выступают затраты на скважины. Очевидно, что оптимальным решением будет то, которое обеспечивает минимум приведенной выше функции затрат с учетом максимального значения нефтеотдачи. Для получения оптимального решения по применению горизонтальных или вертикальных скважин выберем два вида критериев оптимальности (минимальные затраты при максимальной нефтеотдаче, возможной в данных условиях) и в соответствии с ними исследуем два варианта постановки задачи.

$$\left. \begin{aligned} \Omega_B &= \frac{N_B \cdot L_n \cdot S_B}{Q_B} \\ \Omega_G &= \frac{N_G \cdot L_G \cdot S_G}{Q_G} \end{aligned} \right\} \min, \quad (3)$$

$N$  - кол-во скважин;  $L$  - общая длина скважин;  $S$ — стоимость строительства 1 км скважины ( $G$ - горизонтальных,  $B$  - вертикальных).

Однако месторождения могут осваиваются одновременно горизонтальными и вертикальными скважинами. Соответственно необходимо найти такое соотношение количества этих скважин, при котором нефтеотдача будет максимальна. По данным ОАО «СУРГУТНЕФТЬ», для освоения месторождения при прочих равных условиях:

- количество горизонтальных скважин меньше вертикальных в 4-5 раз;
- дебит горизонтальных скважин больше, чем вертикальных в 6-8 раз;
- стоимость горизонтальных скважин больше, чем вертикальных в 1,3-2 раза;
- длина горизонтальных скважин больше, чем вертикальных в 3-4 раза.

На этом конкретном примере не сложно подсчитать, какие скважины экономически целесообразно использовать:

$$Q_r > Q_B; \frac{Q_r}{Q_B} \approx 6-8 \quad (4) \quad N_r < N_B; \frac{N_B}{N_r} \approx 4-5 \quad (5)$$

$$S_r > S_B; \frac{S_r}{S_B} \approx 1.3-2 \quad (6) \quad L_r > L_B; \frac{L_r}{L_B} \approx 3-4 \quad (7)$$

Однако здесь необходимо учитывать динамику изменения тех или иных параметров. Известно, что удельная цена бурения километра горизонтальной скважины, возможно, понизится, а вероятность ее возрастания крайне низка. Поэтому при планировании может быть использовано не ожидаемое ее значение, полученное, например, методами статистического прогнозирования, а наибольшее из тех ее значений, которые оцениваются как возможные. Известно также, что нефтеотдача при бурении горизонтальной скважины, скорее всего, повысится, а вероятность ее падения крайне низка. Поэтому при планировании может быть использовано наименьшее из тех ее значений, которые оцениваются как возможные. Иными словами, для расчета мы возьмем минимально возможную нефтеотдачу при максимальной стоимости:

$$\Omega_r = \frac{N_B \cdot 4L_B \cdot 2S_B}{4 \cdot 6 \cdot Q_B} \quad (8)$$

$$\Omega_r = \frac{1}{3} \Omega_B \quad (9)$$

Из этого следует, что в данном конкретном случае бурение горизонтальных скважин для заводнения экономически более целесообразно. Но это решение может сильно отличаться от оптимального по критерию нефтеотдачи как при ожидаемых, так и при фактических значениях данных параметров. Оно должно учитывать дополнительное ограничение на величину нефтеотдачи, чтобы избежать получения менее затратного, но малоэффективного решения. Задача нашего исследования - минимизация затрат при максимально возможной нефтеотдаче и предлагаемое решение показывает потенциальную эффективность. Однако это решение довольно чувствительно к



географическим параметрам, а поэтому в ряде случаев может быть далеко от действительно оптимального. Такой вывод предполагает необходимость учета и других факторов, влияющих на оптимальное решение поставленной задачи.

При применении горизонтальных скважин повышается коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата продуктивного пласта заводнением через перераспределение фильтрационных потоков в пласте и увеличение коэффициента нефтевытеснения. В связи с тем, что бурение на морских месторождениях обходится дороже, чем на суше, мы считаем целесообразным бурить горизонтальные скважины также и для заводнения непосредственно с платформы, причем с профилем, повторяющим профиль водонефтяного разреза.

На морских месторождениях выбор схемы, метода заводнения и водоподготовки следует осуществлять с учетом особенностей объекта или группы объектов, требований к расходу воды и ее качеству. В случае если разработка морского месторождения ведется с нескольких платформ, нет необходимости отдельной системы водоподготовки на каждой платформе (рис. 3).

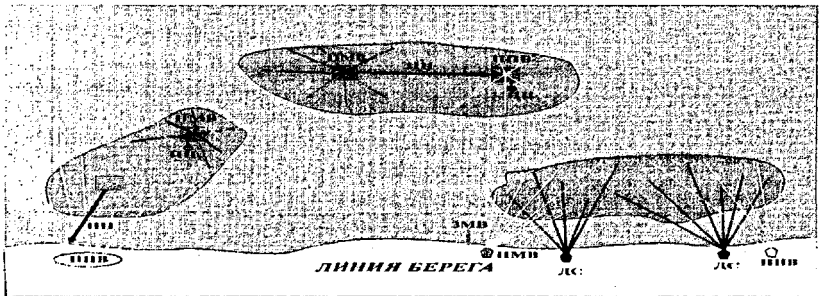
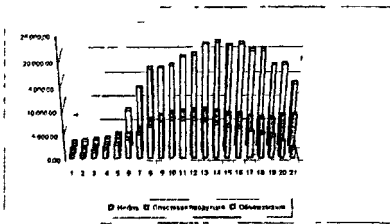


Рис. 3. Варианты размещения объектов водоподготовки и закачки воды  
 ПМВ - подготовка морской воды и закачка в пласт; ППВ - подготовка  
 пластовой воды и закачка в пласт; ПП- пластовая продукция; НП — налив-  
 ной причал; ЗМВ - забор морской воды; ДС - добывающие скважины

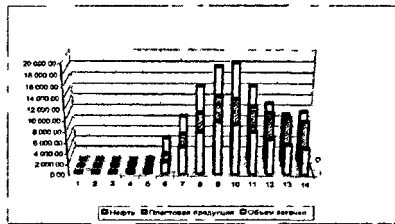
В этой главе рассмотрена также проблема расчета необходимого объема заводнения ( $V_{\text{заводнения}}$ ) на основе изучения разработки материковых месторождений России, и показана необходимость введения коэффициента дополнительной закачки ( $k_{\text{дз}}$ ), который будет учитывать превышение объемов закачки над объемами добываемой пластовой продукции.

$$V_{\text{заводнения}} = V_{\text{добычи}} * k_{\text{дз}} \quad (10)$$

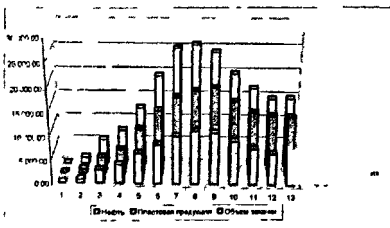
Для обеспечения поддержания пластового давления на его начальном уровне необходимо компенсировать добычу закачкой, т.е. если объем извлеченных из пласта флюидов будет компенсирован объемом закачанной в пласт воды, то в большинстве случаев пластовое давление должно оставаться на начальном уровне. Из графиков, характеризующих динамику добычи пластовой продукции, нефти и закачки воды по годам на изученных месторождениях (рис. 4), видно, что объемы закачки значительно превышают объемы добычи.



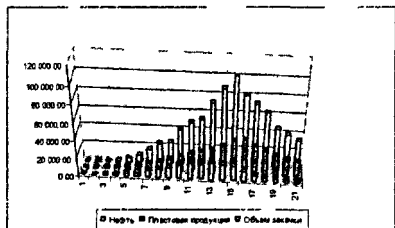
а) Южно-Каменинское месторождение



б) Муравченковское месторождение



а) Суторинское месторождение



г) Варьеганское месторождение

Рис. 4. Динамика добычи и закачки.

Это означает, скорее всего, что:

стратегия дренирования залежи выбрана неудачно;

имеются чрезвычайно неблагоприятные условия эксплуатации, при которых большая часть воды, нагнетаемой в пласт, уходит за контур нефтеносности и не «работает» на поддержание давления в самой залежи.

В свою очередь из проекта освоения Приразломного месторождения (рис. 5) видно, что объемы заводнения здесь практически полностью совпадают с объемами добычи.

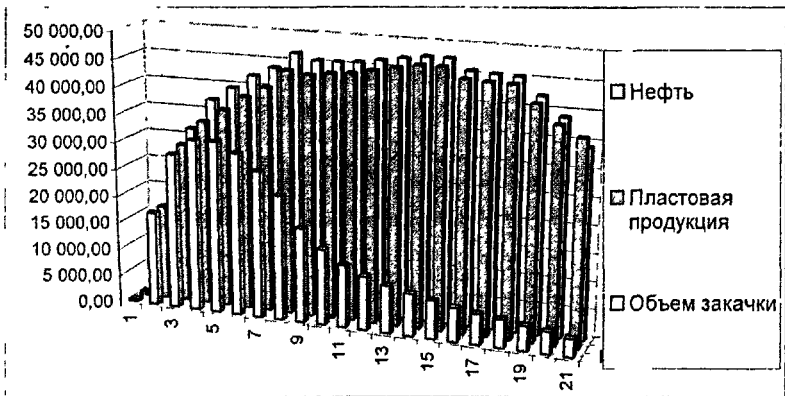


Рис. 5. Проектная динамика добычи пластовой продуктой и закачки воды Приразломного месторождения.

На морских месторождениях объемы закачки необходимо знать для расчета мощности оборудования по водоподготовке. При этом надо учитывать ситуации, когда объем закачки, будет превышать объем добываемой продукции. Поэтому мы считаем необходимым использование при расчете объемов закачиваемой воды коэффициента дополнительной закачки.

В третьей главе уточняются требования к качеству закачиваемых вод. Приводятся подробные характеристики морской и пластовой воды.

Подробно рассматривается проблема несовместимости морской и пластовой воды - один из самых неприятных для нефтяников процессов, осложняющих добычу при разработке залежей с заводнением. Этот процесс сопровождается образованием твердых осадков солей в скважинах, насосах, нефтепромысловом оборудовании, в системе сбора и подготовки продукции, а также в самом продуктивном пласте.

Указанную несовместимость вод преодолевают путем химической обработки, т.е. с помощью химреагентов, подбираемых исключительно опытным путем. При этом следует отметить, что состав пластовых вод имеет тенденцию к изменению со временем, в то время как состав морской воды остается неизменным на весь период разработки месторождения. Отсюда вытекает необходимость периодического контроля состава ПВ с целью очередного подбора химреагентов, предотвращающих осадкообразование при смешивании вод. Мы предлагаем вести раздельную закачку МВ и ПВ с помощью горизонтальных скважин в противоположные части пласта, что исключит возможность их смешивания.

Важная роль в исследовании отводится рассмотрению методов водоподготовки. Мы подробно рассмотрели эти методы и дали рекомендации по их применению в условиях морских месторождений.

При этом были учтены географические параметры расположения месторождения. Очевидно, что если месторождение можно разрабатывать с берега горизонтальными скважинами, то не существует ограничений по массогабаритным характеристикам оборудования и возможно применение всех необходимых методов водоподготовки.

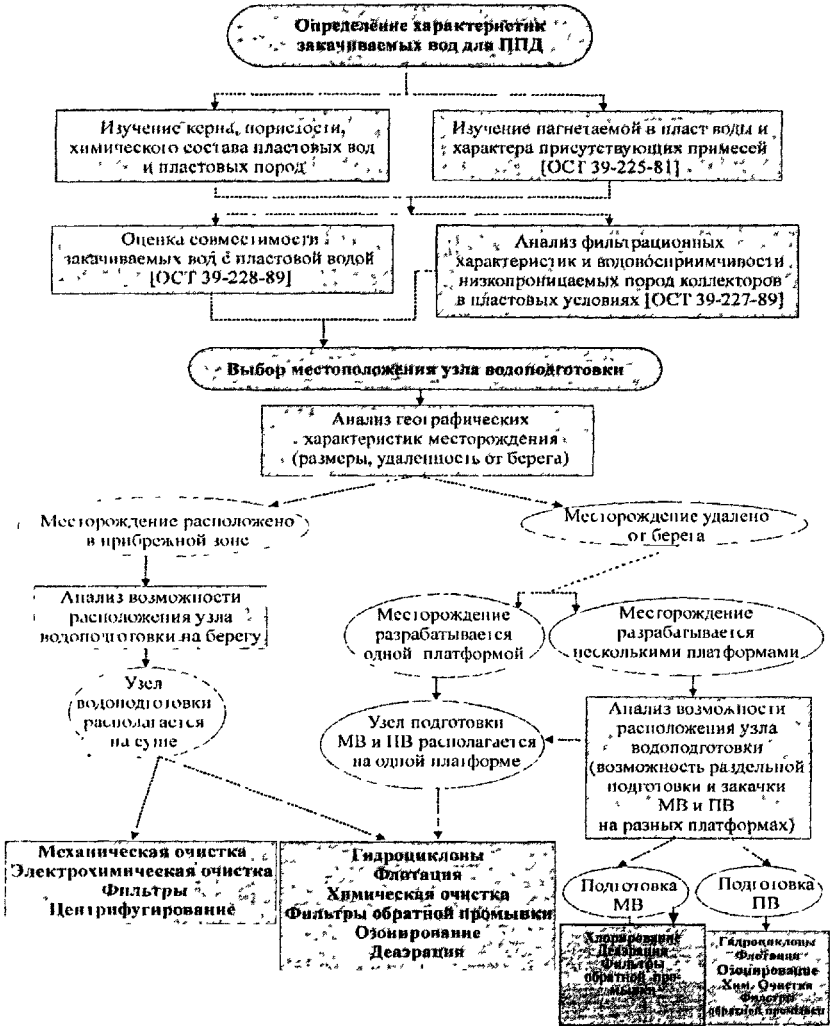


Рис. 6. Алгоритм принятия решения о методах водоподготовки

Приведенный на рис. 6 алгоритм принятия решений о методах водоподготовки позволяет учесть как общие для всех месторождений принципы и подходы к принятию решений, так и индивидуальный набор характеристик конкретного месторождения.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Разработана классификация методов увеличения нефтеотдачи в зависимости от решаемых с их помощью задач применительно к морским месторождениям.

2. Проведенное исследование зависимости объема добычи пластовой продукции (с разделением ее на нефть и ПВ) и объема закачиваемой воды (морской и пластовой) на весь период разработки месторождения, позволило наглядно иллюстрировать одновременный процесс добычи и закачки (рис. 2).

3. С целью минимизации затрат на бурение нагнетательных скважин на морских месторождениях предпочтительно использование горизонтальных скважин, пробуренных непосредственно с платформы к контуру месторождения. Предложенный метод отдельной закачки пластовой и морской воды горизонтальными скважинами, не допуская их смешивания, приводит к снижению риска загрязнения продуктивного пласта.

4. Использование предложенного метода утилизации всех видов производственно-бытовых стоков на морской платформе путем их добавления в очищенные пластовые воды, подлежащие закачке, сократит затраты на вывоз этих отходов на берег.

5. Комплексный подход к исследованию и учету характеристик воды, закачиваемой в продуктивный пласт, является одним из важнейших условий повышения эффективности освоения морских месторождений.

6. Предложенные варианты размещения объектов водоподготовки и закачки при разработке морских месторождений сокращают себестоимость объектов.

7. При расчете объемов заводнения необходимо использовать предложенный нами коэффициент дополнительной закачки.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

1. *Гусева И.О.* Проблемы водоподготовки на морских нефтяных месторождениях: Статьи докладов научно-практической конференции. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. — 3,8 п.л.
2. *Гусейнов Ч.С., Гусева И.О.* Проблемы водоподготовки на морских нефтегазовых месторождениях: Метод, пособие. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 0,04 п.л.
3. *Гусева И. О.* Проблемы повышения нефтеотдачи на морских нефтегазовых месторождениях: Тезисы докладов научно-практической конференции «Проблемы обустройства морских нефтяных месторождений Северного Каспия и Балтики». - Волгоград, 2002. - 0,04 п.л.
4. *Гусева И.О.* Повышение эффективности капитальных вложений путем усовершенствования методов повышения нефтеотдачи при освоении морских нефтегазовых месторождений: Сб. научных статей аспирантов и соискателей. Вып. 1. - М.: Московская международная высшая школа бизнеса «МИРБИС» (Институт), 2002. - 0,22 п.л.
5. *Гусева И.О.* Повышение эффективности капитальных вложений при освоении морских нефтяных месторождений: Сб. научных статей аспирантов и соискателей. Вып. 2. - М.: Московская международная высшая школа бизнеса «МИРБИС» (Институт), 2004. - 0,18 п.л.
6. *Гусейнов Ч.С., Иванец В.К., Иванев, Д. В.* (в соавторстве). Водоподготовка на морских месторождениях для ППД // Обустройство морских нефтегазовых месторождений: Учеб. Гл. 8. - М.: Нефть и газ, 2003. - 2,5 п.л.
7. *Гусева И.О.* Повышение нефтеотдачи на морских нефтяных месторождениях: Метод, пособие. - М.: Московская международная высшая школа бизнеса «МИРБИС» (Институт), 2004. - 1,22 п.л.

Подписано в печать 21.10.2004 г. Бумага офсетная. Формат 60x84 1/16.  
Усл.печ.л. 1,5. Тираж 100 экз. Заказ № 143.

Отпечатано в типографии РЭА им. Г. В. Плеханова.  
115054, Москва, ул. Зацепа, 41/4.









R22499