

Этапы освоения шельфовых месторождений

1. За последние десятилетия в промышленно развитых странах мира интерес к проблеме освоения нефтегазовых ресурсов морей и океанов значительно возрос. Это связано, во-первых, с интенсивным ростом потребления топливно-энергетического сырья во всех сферах промышленности и сельского хозяйства, во-вторых, со значительным истощением ресурсов нефти и газа в большинстве нефтегазоносных районов, где исчерпаны возможности дальнейшего заметного прироста запасов промышленных категорий на суше.

Общая поверхность Мирового океана составляет 71 % от поверхности Земли, из них 7 % приходится на континентальный шельф, который таит в себе определенный потенциальный запас нефти и газа.

Континентальный шельф, или материковая отмель, в геологическом и топографическом отношении представляет собой продолжение суши в сторону моря. Это зона вокруг континента от уровня малой воды до глубины, на которой резко меняется уклон дна. То место, где это происходит, называется кромкой континентального шельфа. Обычно кромку условно располагают на глубине 200 м, но известны случаи, когда резкое увеличение уклона происходит на глубине более 400 м или менее 130 м. В тех случаях, когда зона ниже уровня малой воды крайне нерегулярна и в ней встречаются глубины, намного превышающие типичные для континентального шельфа, применяют термин «бордерленд».

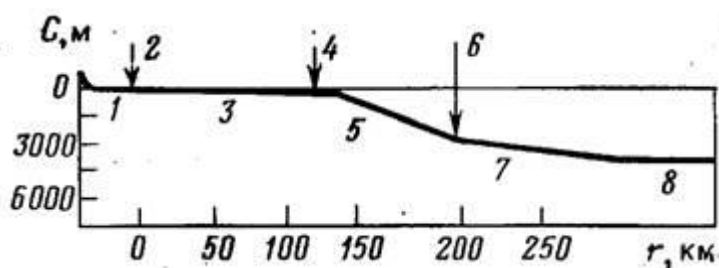


Рис.1.1. Профиль континентального шельфа.

На рис.1.1. представлен профиль континентального шельфа. За береговой линией 2 следует континентальный шельф 5, за кромкой 4 которого начинается континентальный склон 5, спускающийся в глубь моря. Континентальный склон начинается в среднем от глубины $C = 120$ м и продолжается до глубины $C = 200—3000$ м. Средняя крутизна континентального склона составляет 5° , максимальная — 30° (у восточного побережья о. Шри Ланка). За подножием 6 склона находится область отложения осадочных пород, так называемый континентальный подъем 7, уклон которого меньше, чем у континентального склона. За континентальным подъемом начинается глубоководная равнинная часть 8 моря.

По данным американских океанографов, ширина континентального шельфа находится в пределах от 0 до 150 км. В среднем же его ширина составляет около 80 км.

Изучение показало, что глубина кромки шельфа, усредненная по всему земному шару, составляет примерно 120 м, средний уклон континентального шельфа — 1,5-2 м на 1 км.

Существует следующая теория о генезисе континентального шельфа. Примерно 18 – 20 тыс. лет назад на материковых ледниках было заключено такое количество воды, что уровень моря был значительно ниже современного. В те времена континентальный шельф был частью суши. В результате таяния льда шельф погрузился под воду.

Одно время шельфы считали террасами, образованными в результате волновой эрозии. Позднее их стали рассматривать как продукт отложения осадочных пород. Однако данные грунтовых исследований не согласуются полностью ни с одной из этих теорий. Возможно,

что одни районы шельфа образовались в результате эрозии, а другие — благодаря отложению осадочных пород. Возможно также, что объяснение одновременно кроется в эрозии, и в осадконакоплении.

Научный и практический интерес к континентальному шельфу за последние десятилетия значительно возрос, и это связано с его разнообразными природными ресурсами.

Результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ в прибрежных районах Мирового океана и на континентальном шельфе, проводившиеся в последние годы во многих странах мира, подтверждают эти предположения.

К началу 80-х годов поиски нефти и газа в районах континентального шельфа проводили более 100 из 120 стран, имеющих выход к морю, причем около 50 стран уже разрабатывали нефтяные и газовые месторождения. Доля добычи нефти из морских месторождений во всем мире составила 21 %, или 631 млн. т, и более 15 %, или 300 млрд. м³, газа.

За все время эксплуатации морских месторождений на начало 1982 г. добыто порядка 10 млрд. т нефти и 3,5 трлн. м³ газа.

Наиболее крупными районами морской добычи нефти и газа являются Мексиканский залив, оз. Маракайбо (Венесуэла), Северное море и Персидский залив, на долю которых приходится 75 % добычи нефти и 85 % добычи газа.

В настоящее время общее число морских добывающих скважин во всем мире превышает 100 тыс., и нефть добывается при глубине моря до 300 м. Разведочным бурением охвачены глубины моря от 1200 м — в Мексиканском заливе и до 1615 м — на о. Ньюфаундленд (побережье Канады).

Глубокое поисково-разведочное бурение в акваториях ведется с искусственных островов на мелководье, самоподъемными плавучими буровыми установками (ПБУ) при глубинах моря до 100 м, полупогружными плавучими буровыми установками (ППБУ) при глубинах моря до 300—600 м плавучих буровых судов на больших глубинах.

Таким образом, в настоящее время за рубежом основными районами морского бурения продолжают оставаться Северное море, Азиатская часть шельфовой зоны Тихого океана и Мексиканский залив (США).

Как показывает опыт освоения нефтегазовых ресурсов шельфов морей и океанов, несмотря на большие капитальные вложения, добыча углеводородного сырья из морских месторождений дает значительную выгоду. Прибыли от продажи нефти и газа, добытых на шельфе, перекрывают расходы в 4 раза. Затраты на поисково-разведочные работы в акваториях составляют от 10 до 20 % от общих затрат на освоение морских месторождений.

Общие капитальные вложения в разработку морских месторождений нефти и газа зависят от климатических условий, глубины моря и отдаленности месторождений от береговых баз обслуживания, от извлекаемых запасов месторождения, дебитов скважин и, наконец, от научно-технического прогресса в области автоматизации всего процесса бурения, обустройства морских промыслов, добычи, промыслового сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа в морских условиях.

В США, например, капитальные вложения в разработку нефтяных и газовых месторождений изменяются в зависимости от запасов от 30 млн. долл. при запасах 2 млн. т до 2 млрд. долл. при запасах 300 млн. т.

Важным показателем эффективности капитальных вложений в освоение нефтяных и газовых месторождений служат удельные затраты на единицу продукции. Наиболее крупные месторождения требуют меньше удельных затрат на их разработку, чем месторождения, находящиеся в аналогичных условиях, но с меньшими запасами. Так, например, при разработке мелких морских месторождений за рубежом с запасами 2—5 млн. т нефти

(или 2— 5 млрд. м³ газа) удельные затраты составляют 180—340 долл. на 1 т добытой нефти и 150—300 долл. на 1000 м³ газа. Удельные затраты на разработку средних месторождений с запасами 5— 50 млн. т нефти или 5—50 млрд. м³ газа оказались в пределах от 84 до 140 долл. на 1 т добытой нефти и от 43 до 84 долл. на 1000 м³ газа. Для крупных морских месторождений нефти и газа с запасами более 50 млн. т нефти или 50 млрд. м³ газа удельные затраты на их разработку составляют соответственно 60—115 долл. на 1 т нефти и 20—30 долл. на 1000 м³ газа.

При разработке морских месторождений значительная часть капитальных вложений направляется в сооружение и установку платформ, в эксплуатационное оборудование и строительство трубопроводов, которые для средних нефтяных месторождений составляют 60—80 %. Поэтому на удельные затраты при разработке морских месторождений существенно влияет глубина моря. Так, например, при глубинах моря 120 м в Бразилии они составляют 100 долл. на 1 т добытой нефти, тогда как на оз. Маракайбо в Венесуэле при глубинах воды 5 м — 6 долл.

В Северном море удельные затраты на 1 т добытой нефти составляют 48 долл. при глубинах моря 80 м и 60—80 долл. при глубинах свыше 100 м, в то время как в Персидском заливе, вследствие больших дебитов скважин, удельные затраты на разработку нефтяных месторождений при глубинах моря 90 м составляют всего 16 долл./т.

В Мексиканском заливе удельные затраты из месторождений на глубинах моря 50 м оказались равными 20 долл.

Перспективное направление освоения нефтегазовых ресурсов, находящихся на больших глубинах, — создание и широкое внедрение подводных систем эксплуатации морских месторождений. Этой проблемой занимаются ведущие научно-исследовательские и проектные институты развитых стран.

В Северном море подводное обустройство скважин осуществляется с 1971 г. при глубинах моря 70—75 м, вначале на месторождении Экофиск, а затем на месторождении Арджилл.

Анализ эффективности разработки морских месторождений за рубежом показал, что чистый доход, получаемый за весь период разработки средних месторождений (с запасами более 20 млн. т нефти или свыше 50 млрд. м³ газа), составляет более 1 млрд. долл.

Экономический эффект от разработки морских месторождений в США и Мексике составил до 10 долл. на каждый затраченный доллар. С увеличением цен на нефть соответственно повышается экономическая эффективность разработки морских месторождений.

Эксплуатация морских месторождений считается рентабельной при минимальных извлекаемых запасах нефти в 2,3 млн. т и 6,2 млрд. м³ газа в Мексиканском заливе; 7,9 млн. т нефти и 15,9 млрд. м³ в заливе Кука; 18,5 млн. т нефти и 45,3 млрд. м³ газа в море Бофорта.

Срок окупаемости капитальных вложений в подготовку и освоение крупных месторождений нефти и газа (с запасами более 50 млн.т.) составляет до одного года, а в арктических условиях этот срок увеличивается до 10—20 лет.

Опыт разработки месторождений нефти и газа Каспийского моря также показывает экономическую целесообразность этих работ.

При освоении любых богатств моря человеку приходится создавать специальные технические технологические средства с учетом особенностей их освоения.

Многолетняя практика разработки морских нефтегазовых месторождений как у нас в стране, так и за рубежом показывает, что для эффективного использования их запасов применяемые на суше традиционные методы разработки и эксплуатации не всегда приемлемы.

Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений Каспийского моря, накопленный азербайджанскими нефтяниками в тесном содружестве с работниками других отраслей промышленности страны, позволяет раскрыть и показать характерные технические и технологические особенности добычи нефти и газа на море, рациональные методы их интенсификации, а также основные факторы, способствующие увеличению нефтеотдачи пластов.

К особенностям освоения морских нефтегазовых месторождений можно отнести следующие.

I. Создание, с учетом суровых морских гидрометеорологических условий, специальных гидротехнических сооружений новых плавучих технических средств (плавучих краномонтажных судов, судов обслуживания, трубоукладочных барж и других специальных судов) для геофизических, геологопоисковых работ и строительства нефтепромысловых объектов на море и их обслуживания в процессе обустройства, бурения, эксплуатации и ремонта скважин, а также при сборе и транспорте их продукции.

II. Бурение наклонно-направленного куста скважин с индивидуальных стационарных платформ, с приэстакадных площадок, на искусственно создаваемых островках, с самоподъемных и полупогружных плавучих установок и других сооружений как над водой, так и под водой.

III. Решение дополнительных технических, технологических и экономических задач при проектировании разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. К ним относятся:

1. Широкое применение аналитических методов для более полного изучения особенностей нефтепромысловых процессов. Для управления процессами морской нефтегазодобычи недостаточно сведений только о конкретной точке залежи, важно знать интегральные параметры, характеризующие пласт в целом. Имитационные модели наиболее адекватно отражают реальный объект. Установлено, что при моделировании можно пользоваться выборочным методом, позволяющим определять интегральные параметры по достаточно малой выборочной совокупности данных.

Использование этого и других математических методов, а также различных методов диагностирования с привлечением ЭВМ становится насущной необходимостью, так как с их помощью можно успешно решить вопросы проектирования и управления процессами рациональной и эффективной разработки морских месторождений нефти и газа.

2. Выбор при проектировании наиболее рациональной для данного месторождения или залежи сетки скважин, которая должна иметь такую плотность, чтобы не требовалось ее уплотнения, так как оно в морских условиях связано с чрезвычайно большими трудностями из-за уже существующей системы обустройства месторождения и сети подводных коммуникаций, когда размещение новых гидротехнических сооружений для бурения дополнительных скважин может оказаться невозможным.

3. Выбор рациональных конструкций и числа стационарных платформ, приэстакадных площадок, плавучих эксплуатационных палуб и других сооружений для размещения на них оптимального числа скважин (в зависимости от глубины залегания пластов, сроков проводки скважин, расстояния между их устьями, их дебитов, ожидаемых при имеющихся устьевых давлениях, и т. д.).

4. Использование прогрессивных методов интенсификации добычи нефти и газа для повышения нефтегазоотдачи пластов, не допуская при этом отставания методов воздействия на пласт от темпов добычи, — основной принцип.

5. Применение методов интенсификации для увеличения охвата пласта как по площади, так и по его толщине (на многопластовых месторождениях).

Для рационального решения технико-экономических задач разработки нефтегазовых месторождений и в интересах форсирования их эксплуатации необходимо широко применять методы совместной раздельной эксплуатации многопластовых залежей.

Это ускорит темпы разработки многопластовых месторождений и сократит число добывающих скважин.

6. Форсирование строительства скважин созданием надежной техники и прогрессивной технологии для бурения наклонно-направленных прицельных скважин с необходимым отклонением от вертикали и обеспечением автономности работы буровых бригад (чтобы их работа не зависела от гидрометеорологических условий моря) в стесненных условиях платформ, приэстакадных и других площадок, что позволяет за короткий срок завершить разбуривание всех запроектированных скважин и только после этого приступить к их освоению, исключая необходимость в одновременном бурении и эксплуатации скважин.

7. Соответствие долговечности и надежности гидротехнических и других сооружений срокам разработки нефтяных и газовых месторождений, т. е. периоду максимального извлечения нефти из залежи и всего месторождения в целом.

IV. Создание специализированных береговых баз для изготовления гидротехнических сооружений, технологических комплексов в модульном исполнении, плавучих средств и других объектов для бурения, добычи нефти и газа, строительства и обслуживания комплекса морского нефтепромыслового производства.

V. Создание новейших, более усовершенствованных технических средств для освоения, эксплуатации и ремонта скважин в морских условиях.

VI. Решение вопросов одновременного бурения, эксплуатации и ремонта скважин при малых расстояниях между их устьями, когда это связано с длительным сроком их строительства.

VII. Создание малогабаритного, высокой мощности, надежного в работе блочного автоматизированного оборудования в модульном исполнении для ускорения строительства объектов бурения, эксплуатации и ремонта скважин и обустройства платформ для сбора, транспорта добываемой продукции в морских условиях.

VIII. Решение научно-исследовательских, конструкторских задач по созданию новой, совершенно отличной от традиционных технологии и техники для бурения, эксплуатации и ремонта скважин с подводным расположением устья и обслуживания этих объектов как под водой, так и на специальных плавучих средствах.

IX. Разработка техники и технологии освоения шельфов морей и океанов в особо суровых гидрометеорологических условиях, когда необходимо создавать весьма дорогостоящие сооружения для бурения, обустройства, добычи нефти и газа, транспортировки продукции в условиях дрейфующих льдов, айсбергов, частых ураганных ветров, сильных донных течений и т. д.

X. Создание специальных технических средств и технологических процессов, а также плавучих установок и физико-химических веществ, обеспечивающих охрану морской среды, а также воздушного бассейна при проведении геологопоисковых, геофизических и буровых работ, эксплуатации и ремонте скважин, сборе и транспортировке их продукции и обслуживании многогранного нефтепромыслового хозяйства разрабатываемых морских нефтегазовых месторождений.

XI. Решение комплекса задач по созданию технических средств и принятию специальных мер по охране труда персонала, что диктуется необходимостью безопасного проведения работ на ограниченной площади при повышенных шуме, вибрации, влажности и других вредных условиях, когда создание культурно-бытовых и санитарных мер по охране здоровья морских нефтегазодобытчиков особенно важно.

XII. Специальная физическая и психологическая подготовка рабочего и инженерно-технического персонала к работе в морских условиях. Обучение морских

нефтегазодобытчиков безопасным методам проведения работ при освоении подводных месторождений. При этом особое внимание должно уделяться подготовке водолазов и акванавтов, так как от их профессиональной подготовки во многом зависит ускоренное и безопасное проведение работ по освоению больших морских глубин и бесперебойное обслуживание процессов морской нефтегазодобычи.

XIII. Создание гидрометеорологической службы и пунктов наблюдения по прогнозированию и своевременному обеспечению требуемой для морских нефтяников краткосрочной и долгосрочной информации об обстановке погоды для принятия мер безопасности.

XIV. Обеспечение команд пожарной безопасности и службы по предупреждению и ликвидации газовых и нефтяных фонтанов специальной техникой для проведения работ по локализации и ликвидации фонтанов и пожаров в морских условиях.

Учет этих особенностей и соблюдение предъявляемых требований к рациональной разработке нефтегазовых месторождений.

2. В практике строительства нефтяных и газовых скважин в море геологоразведочное бурение производят с плавучих буровых средств (ПБС):

-буровых судов;

-буровых барж;

-плавучих установок самоподъемного, полупогружного и погружного типов.

Один из основных факторов, влияющих на выбор типа буровых плавсредств (ПБС), - глубина моря на месте бурения.

ПБС прежде всего классифицируют по способу их установки над скважиной в процессе бурения, выделяя их в две основные группы (классы):

1. Опирающиеся при бурении на морское дно:

-плавучие буровые установки погружного типа (ПБУ - погружные буровые установки).

-плавучие буровые установки самоподъемного типа (СПБУ);

2. Производящие бурение в плавучем состоянии:

-полупогружные буровые установки (ППБУ);

-буровые суда (БС).

Погружные буровые установки (ПБУ) применяют в работе на мелководье. В результате заполнения водой нижних водоизмещающих корпусов либо стабилизирующих колонн они устанавливаются на морское дно. Рабочая платформа как в процессе бурения, так и при транспортировке находится над поверхностью воды.

Самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ) применяют преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30-120 м и более. СПБУ имеют большие корпуса, запас плавучести которых обеспечивает буксировку установки к месту работы с необходимыми технологическим оборудованием, инструментом и материалом. Опоры при буксировке подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и залавливаются в грунт, а корпус поднимается по этим опорам на требуемую расчетную высоту над уровнем моря.

Полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС) в рабочем состоянии находятся на плаву и удерживаются с помощью якорных систем или системы динамической стабилизации.

ППБУ используют для геологоразведочных работ на глубинах акваторий с глубин 90-100 м до 200-300 м с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины и свыше 200-300 м с динамической системой стабилизации (позиционирования).

Буровые суда (БС) благодаря их более высокой маневренности и скорости перемещения, большей автономности по сравнению с ППБУ в основном применяются для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря до 1500 м и более. Большие запасы (до 100 дней работы) обеспечивают бурение нескольких скважин, а большая скорость передвижения (до 24 км/час) - быструю их перебазировку с законченной бурением скважины на новую точку. Недостатком БС, по сравнению с ППБУ, является их относительно большее ограничение в работе в зависимости от волнения моря. Так, вертикальная качка БС при бурении допускается до 3,6 м, а ППБУ - до 5 м. так как ППБУ обладает большей остойчивостью (за счет погружения нижних понтонов до 30 м и более) по сравнению с БС, то вертикальная качка ППБУ составляет 20-30% высоты волн. Таким образом, бурение скважин ППБУ практически осуществляют при значительно большем волнении моря, чем при бурении с БС. Недостаток ППБУ - малая скорость передвижения с законченной бурением скважины на новую точку.

Эффективность бурения скважин на море зависит от множества естественных, технических и технологических факторов, в том числе от типа используемого морского бурового основания (рис. 1.2). На выбор рационального типа, конструкции и параметров морского бурового основания так же влияет множество факторов: назначение, глубина по воде и породам, конструкция, начальный и конечный диаметры скважины, гидрологическая и метеорологическая характеристики работ, свойства пород, способ бурения, мощностные и массовые характеристики располагаемых на основании буровых механизмов, оборудования и инструмента.

Основные гидрологические и метеорологические характеристики шельфа, влияющие на выбор рационального типа бурового основания, следующие: глубина моря в районе бурения, степень его волнения, сила ветра, ледовый режим и видимость.

Максимальная глубина шельфа большинства морских акваторий составляет 100-200 м, но на некоторых акваториях она достигает 300 м и более. До настоящего времени основным объектом геологического исследования шельфов являются участки в прибрежных районах с глубиной акваторий до 50 м и редко 100 м. Это объясняется меньшей стоимостью разведки и разработки месторождений на меньших глубинах и достаточно большой площадью шельфа с глубинами до 50 м. Подтверждением мелководности больших площадей шельфов являются соответствующие данные по морям, омывающим берега России [19]: глубина Азовского моря не превышает 15 м; средняя глубина северной части Каспийского моря (площадь 34360 квадратных миль) составляет 6 м, наибольшая – 22 м; преобладающие глубины Чукотского моря 40 – 50 м, 9% площади с глубинами 25 – 100 м; 45% площади моря Лаптевых с глубинами 10 -50 м, 64% - с глубинами до 100 м; в западной и центральной частях Восточно-Сибирского моря преобладают глубины 10–20 м, в восточной 30 - 40 м, средняя глубина моря 54 м; преобладающие глубины Карского моря 30 – 100 м, глубины прибрежной отмели до 50 м; преобладающие глубины Балтийского моря 40 – 100 м, в заливах – менее 40 м; средняя глубина Белого моря 67 м, в заливах- до 50 м; преобладающие глубины Баренцева моря 100-300 м, в Юго-Восточной части 50-100 м; глубины Печорской губы (длина около 100 км, ширина 40-120 км) не превышают 6 м.

Основная зона шельфа, разведываемая геологами, составляет полосу шириной от сотен метров до 25 км.

Удаленность точек заложения скважин от берега при бурении с ледового припая зависит от ширины припайной полосы и для арктических морей достигает 5 км.

Балтийское, Баренцево, Охотское моря и Татарский пролив не имеют условий для быстрого укрытия плавсредств в случае шторма из-за отсутствия закрытых и полузакрытых бухт. Здесь для бурения эффективнее применять автономные ПБУ, так как при использовании неавтономных установок трудно обеспечить безопасность персонала и сохранность установки в штормовых условиях. Большую опасность представляет работа у крутых обрывистых и каменистых берегов, не имеющих достаточно широкой зоны пляжа. В таких местах при срыве неавтономной ПБУ с якорей ее гибель практически неизбежна.

В районах шельфа арктических морей почти нет обустроенных причалов, баз и портов, поэтому вопросам жизнеобеспечения буровых установок и обслуживающих их кораблей (ремонт, заправка, укрытие на время шторма) здесь необходимо придавать особое значение. Во всех отношениях лучшие условия имеются в Японском и внутренних морях России. При бурении в удаленных от возможных мест укрытий районах должна быть хорошо налажена служба оповещения прогноза погоды, а применяемые для бурения плавсредства должны обладать достаточной автономностью, остойчивостью и мореходностью.

Горно-геологические условия характеризуются в основном мощностью и физико-механическими свойствами горных пород, пересекаемых скважиной. Отложения шельфа обычно представлены рыхлыми породами с включением валунов. Основными составляющими донных отложений являются илы, пески, глины и галька. В различных соотношениях могут образовываться отложения песчано-галечные, суглинки, супеси, песчано-илистые и т.д. Для шельфа дальневосточных морей породы донных отложений представлены следующими видами, %: илы — 8, пески — 40, глины — 18, галька — 16, прочие — 18. Валуны встречаются в пределах 4—6 % в разрезе пробуренных скважин и 10—12 % скважин от общего их количества.

Мощность рыхлых отложений редко превышает 50 м и изменяется от 2 до 100 м. Мощность прослоек тех или иных пород колеблется от нескольких сантиметров до десятков метров, а интервалы их проявления по глубине не подчиняются никакой закономерности, за исключением илов, которые находятся в большинстве случаев на поверхности дна, достигая в "спокойных" закрытых бухтах 45 м.

Породы донных отложений, за исключением глин, несвязные и легко разрушаются при бурении (II—IV категорий по буримости). Стенки скважин крайне неустойчивы и без крепления после их обнажения обрушиваются. Нередко из-за значительной обводненности пород образуются плывуны. Подъем керна с таких горизонтов затруднен, а их бурение возможно преимущественно с опережением забоя скважины обсадными трубами.

Под рыхлыми отложениями залегает кора выветривания коренных пород с включением остроугольных кусков гранитов, диоритов, базальтов и других скальных пород (до XII категории по буримости).

Рациональным является такой способ бурения скважины, который обеспечивает достаточно качественное выполнение поставленной задачи при минимальных трудовых и материальных затратах. Выбор такого способа бурения базируется на сравнительной оценке его эффективности, определяемой многими факторами, каждый из которых в зависимости от геолого-методических требований, назначения и условий бурения может иметь решающее значение.

Б.М. Ребрик рекомендует рассматривать эффективность способа бурения как комплексное понятие и объединять факторы в группы, отражающие существенную сторону процесса бурения скважины или характеризующие предназначенные для этой цели технические средства. В частности, он предлагает эффективность способа бурения инженерно-геологических скважин определять по трем группам факторов: инженерно-геологическим, техническим и экономическим.

Принципиально указанная группировка приемлема и для бурения скважин других назначений. При выборе рационального способа бурения оценивать его следует прежде всего и главным образом по фактору, отражающему целевое назначение скважины. При выявлении двух и более способов бурения, обеспечивающих пусть даже различное, но достаточное качество выполнения поставленной задачи, следует продолжить их оценку по другим факторам. Если сравниваемые способы не обеспечивают качественного решения геологической или технической задачи, ради которой осуществляется бурение, то оценивать их, например, по производительности и экономической эффективности не имеет практического смысла.

Факторы, влияющие на процесс и эффективность бурения на море, специфические. Они ограничивают или вовсе исключают возможность применения некоторых способов и технических средств, признанных эффективными для бурения скважин того же назначения на суше. Исходя из этого эффективность способов бурения разведочных скважин на море предложено оценивать по четырем показателям: геологической информативности, эксплуатационно-технологическим возможностям, технической эффективности, экономической эффективности.

Геологическая информативность определяется конкретными задачами бурения разведочных скважин. При разведке месторождений полезных ископаемых геологическую информативность способов бурения оценивают по качеству отбираемого керна. КERN должен обеспечивать получение геологического разреза и фактических параметров месторождения: литологического и гранулометрического состава разбуриваемых отложений, их обводненности, границ продуктивного пласта, крупности находящегося в нем металла (при разведке россыпей), содержания полезного компонента, содержания тонкодисперсного материала и глинистых примазок (при разведке стройматериалов) и т.п. Для точного определения этих параметров необходимо предотвратить обогащение или обеднение отбираемых проб керна по каждому интервалу опробования.

Эксплуатационно-технологические возможности способа бурения определяются качеством выполнения поставленной задачи, его технической и экономической эффективностью.

Критериями оценки технической эффективности являются: мгновенная, средняя, рейсовая, техническая, парковая, цикловая скорости бурения; производительность за смену, сезон; время выполнения отдельных операций, проходки всей скважины или отдельного ее интервала; износ оборудования, обсадных труб и инструмента; универсальность; металлоемкость; энергоемкость; мощность; транспортабельность бурового оборудования и др.

Все виды скоростей и производительность бурения определяются затратами времени на выполнение того или иного процесса или операции. При выборе способа бурения для условий моря фактор времени является одним из важнейших критериев. Используя высокоскоростные способы и технологии бурения, многие из разведочных скважин можно начать и закончить бурить в периоды хорошей погоды и в течение светлого времени дня. Это позволит избежать аварийных ситуаций, возникающих в случае консервации недобуренной скважины из-за наступления ночи, шторма и т.п.