**Совершенствование механизма принятия решений при освоении проекта разработки нефтегазовых месторождений**

**2014**

В общей части рассмотрены текущее состояние рынка разработки нефтегазовых месторождений. Теоретической и методологической основой исследования являются современные отечественные и зарубежные положения теории принятия решений и теории эффективности инвестиций и инвестиционного проектирования в нефтегазовом комплексе, инструменты имитационного моделирования реализации проектов, которые нашли отражение в исследованиях российских ученых.

Содержание

Введение

. Текущее состояние рынка разработки нефтегазовых месторождений

.1 Основные тенденции нефтегазового рынка сегодня

.2 Крупнейшие игроки рынка

.3 Риски связанные с освоением шельфовых месторождений

. Анализ механизма принятия решений при освоении проекта месторождение имени Перельмана-Иванова

.1 Общая характеристика проекта

.2 Анализ компании

.3 Разработка механизма

. Направления совершенствования механизма принятия решений при освоении проекта месторождение имени Перельмана-Иванова

Заключение

Список использованной литературы

Аннотация

В дипломном проекте рассматривается совершенствование механизма принятия решений при освоении проекта разработки нефтегазовых месторождений.

В общей части рассмотрены текущее состояние рынка разработки нефтегазовых месторождений. Теоретической и методологической основой исследования являются современные отечественные и зарубежные положения теории принятия решений и теории эффективности инвестиций и инвестиционного проектирования в нефтегазовом комплексе, инструменты имитационного моделирования реализации проектов, которые нашли отражение в исследованиях российских ученых.

В специальной части проекта детально освещается вопрос механизма принятия решений при освоении проекта месторождение имени Перельмана-Иванова. Эффективность принятых решений обоснована. Используемая технология соответствует требованиям промышленной безопасности. проблема разработки теоретических и методических основ решения задач поисков и разведки месторождений нефти и газа с применением компьютерных технологий.

**Вернуться в каталог готовых дипломов и магистерских диссертаций –**

[**http://учебники.информ2000.рф/diplom.shtml**](http://учебники.информ2000.рф/diplom.shtml)

Дипломный проект содержит пояснительную записку объемом 106 страниц, включая 30 иллюстраций, 1 таблиц, список литературы из 92 наименований.

Введение

Поиски и разведка месторождений нефти и газа в последние годы столкнулись со значительными трудностями. Объектами изучения становятся все более сложные месторождения, залегающие на больших глубинах и весьма удаленные от районов потребления сырья. Затраты на проведение геологоразведочных работ непрерывно возрастают, что существенно повышает величину риска принимаемых решений.

Традиционные методы и приемы поисков и разведки, основой которых служил метод «проб и ошибок», становятся все менее эффективными. При ведении геологоразведочных работ в настоящее время необходимо не только учитывать накопленный многолетний опыт, но и решать целый ряд геолого-экономических задач, прибегая к построению различного рода моделей. Существенно повысить качество принимаемых решений, а тем самым и эффективность геологоразведочных работ, можно только за счет внедрения интегрированных компьютерных технологий в виде Систем Поддержки Принятия Решений (СППР), которые позволяют оперативно обрабатывать огромные массивы разнородной геолого-геофизической информации, использовать самые современные методы моделирования геологических объектов и процесса поисков и разведки.

В этой связи весьма актуальной является проблема разработки теоретических и методических основ решения задач поисков и разведки месторождений нефти и газа с применением компьютерных технологий.

|  |
| --- |
| [Вернуться в библиотеку по экономике и праву: учебники, дипломы, диссертации](http://учебники.информ2000.рф/index.shtml)  [Рерайт текстов и уникализация 90 %](http://учебники.информ2000.рф/rerait-diplom.shtml)  [Написание по заказу контрольных, дипломов, диссертаций. . .](http://учебники.информ2000.рф/napisat-diplom.shtml) |

Предмет исследования — рынок разработки нефтегазовых месторождений.

Объект исследования — механизм принятия решений при освоении проекта разработки нефтегазовых месторождений.

Цель исследования — совершенствовать механизма принятия решений при освоении проекта разработки нефтегазовых месторождений

Задачи исследования:

изучить текущее состояние рынка разработки нефтегазовых месторождений;

проанализировать основные тенденции нефтегазового рынка сегодня;

провести анализ проекта разработки нефтегазовых месторождений;

совершенствовать механизма принятия решений при освоении проекта разработки нефтегазовых месторождений;

оценить риски разрабатываемого проекта;

раскрыть логистическую сторону проекта.

Теоретической и методологической основой исследования являются современные отечественные и зарубежные положения теории принятия решений и теории эффективности инвестиций и инвестиционного проектирования в нефтегазовом комплексе, инструменты имитационного моделирования реализации проектов, которые нашли отражение в исследованиях российских ученых: Гужновского Л.П., Брагинского О.Б., Андреева А.Ф., Дунаева В.Ф., Миловидова К.Н., Зубаревой В.Д., Злотниковой Л.Г., Крюкова В.А., Крайно-вой Э.А., Коноплянника А.А. и др. Подход автора к решению поставленной проблемы формировался также на основе трудов зарубежных исследователей: Адельман М.А.,’Беренс В., Гарнаут Р., Мейерс П. и др.

Исследование построено на статистическом материале одной из ведущих российских вертикально интегрированных нефтяных компаний за последние пять лет, а также на основе публикаций в открытой печати. При написании работы были использованы статистические материалы Государственного комитета Российской Федерации по статистике, Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации, а также нормативные и методические документы Российской Федерации.

Непосредственной основой работы явились исследования автора в данной области, результаты которых опубликованы в открытой печати и использованы в корпоративных методических разработках.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения и библиографического списка использованной литературы, включающего 81 источник. Работа изложена на — страницах машинописного текста, содержит 30 рисунков и 1 таблицу.

1. Текущее состояние рынка разработки нефтегазовых месторождений

.1 Основные тенденции нефтегазового рынка сегодня

Краткая история

История мировой энергетической отрасли в том виде, в котором она существует сегодня, началась примерно в XVIII веке. Бурное развитие производства в Европе, в частности металлургии, потребовало огромного количества энергии. Запасы древесного топлива стремительно сокращались, что обусловило активные поиски и освоение нового вида топлива. выходом из «энергетического кризиса» стал каменный уголь, определивший лицо промышленной революции. Со временем уголь проник во многие сферы жизни людей — от транспорта до освещения. использование железнодорожной системы упростило его использование. К концу XIX — началу XX века в мировой угольной промышленности наметились основные лидеры: Великобритания, производившая 65 % мирового каменного угля на пике добычи, США и Германия. Примерно тогда же уголь превратился и в топливо для политических и социальный изменений: профсоюзы шахтеров приобрели значительный социально-политический вес. использование угля в паровых котлах поездов и судов расширило мировую торговлю по экспоненте, навсегда изменив облик мира.

В качестве топлива для энергетических установок уголь безраздельно властвовал вплоть до изобретения двигателей внутреннего сгорания. в результате в начале XX века нефтяная промышленность выходит в энергетике на первый план.

Сырая нефть была известна с древних времен. Однако первая в мире разведочная нефтяная скважина современного типа была пробурена в 1846 году русским инженером Василием Семеновым в поселке Биби-Эйбат близ Баку, входившем тогда в Российскую империю. Как бы то ни было, современная эпоха нефти началась в 1859 году в Пенсильвании, когда полковник Эдвин Дрейк нашел нефть, которая находилась на расстоянии 69 метров под землей. Эта скважина позволяла добывать 15 баррелей нефти в день.

Производственный бум вывел на нефтяную арену Джона Рокфеллера — он приступил к созданию бизнеса по производству и переработке нефти в США. в результате к 1890 году его компания Standard Oil, прародительница современной нефтегазовой отрасли США, контролировала почти 90 % нефти в стране. впоследствии политика Standard Oil привела к принятию в США первого в мире антимонопольного законодательства. в 1911 году монополия была разделена на 34 независимых компании. Многие известные компании, такие как Exxon, Chevron, Texaco, Conoco, вР, корнями уходят в Standard Oil. Saudi Aramco, Национальная иранская нефтяная компания, Нефтяная компания Кувейта, ADNOC и PDVSA были созданы в основном за счет компаний которые возникли в результате распада Standard Oil.важной вехой в истории нефти стало образование Организации государств — экспортеров нефти. ее основателями стали иран, ирак, Кувейт, Саудовская Аравия и венесуэла.Нефтяной кризис 1973 года, когда ряд стран — экспортеров нефти заявили о своем отказе поставлять нефть союзникам израиля, стал первым энергетическим кризисом и до сих пор считается крупнейшим. Это коснулось, прежде всего, США и их союзников в Западной Европе.

Однако примерно с этого времени рынок энергоресурсов вступил в новую стадию диверсификации — на сцену вышел природный газ.история газовой промышленности, насчитывающей более 100 лет, делится на два больших этапа. Первый из них продолжался до 50-60-х годов XX века. Для него было характерно преобладание одной страны — США, доля которой в мировой добыче природного газа еще в 1950 году превышала 9/10. Затем начался второй этап — быстрого роста добычи и потребления природного газа, а также формирования новых районов газовой промышленности: СССР, Юго-Западной Азии, Западной Европы, Северной Африки и др.Динамика мировой добычи природного газа свидетельствует о непрерывном постепенном росте добычи газовых ресурсов во второй половине XX века. в 90-х годах рост абсолютных объемов добычи газа происходил в большинстве регионов мира (за исключением СНГ и латинской Америки), но его темпы не были одинаковыми: высокими они оказались в Азии, а умеренным — в Западной европе, Северной Америке и Африке. Согласно прогнозу ООН, к 2015 году добыча увеличится примерно до 4 трлн куб. м, а к середине будущего века — до 7 трлн куб. м. Потребление природного газа в мире мало отличается по объемам от его производства, поскольку почти весь газ сразу же направляется в газораспределительные сети.

История топливно-энергетической отрасли: от угля к нефти, от нефти к газу По запасам природного газа и объемам его добычи первое место в мире занимает Россия. Газовая промышленность России не единственная в промышленном комплексе страны, которой удалось избежать ощутимого спада производства в 1990-е годы. Согласно прогнозам, добыча природного газа в стране к 2015 году возрастет до 740 млрд куб. м, а его доля в энергопотреблении — до 57 %. Россия также была и продолжает оставаться крупнейшим в мире экспортером природного газа.Согласно имеющимся прогнозным данным, перспективы дальнейшего увеличения потребления газа в общемировом масштабе оцениваются как положительные. в долгосрочной перспективе доля газа в структуре глобальной топливной корзины должна вырасти при одновременном сокращении доли других ископаемых энергоресурсов (угля и нефти). Растущая популярность традиционного газа как ресурса для производства энергии обусловлена различными факторами. важно, что во всем мире есть большое количество разведанных запасов природного газа, причем запасов газа больше, чем нефтяных. При этом газовая инфраструктура налажена, а себестоимость добычи газа довольно низкая.

Предполагается, что нетрадиционные источники газа (метан угольных пластов, сланцевый газ, газовые гидраты) в ближайшем будущем не окажут существенного влияния на мировой топливный рынок (за исключением США). Например, на дальнейшее расширение добычи газа сланцевых плеев оказывают влияние следующие сдерживающие факторы. в их число входит ограниченность технологий (например, современных буровых установок), необходимых для эффективной добычи сланцевого газа, высокий диапазон затрат извлечения сланцевого газа за пределами Северной Америки, высокий расход воды при добыче газа из пород с низкой проницаемостью, экологические риски, а также нехватка квалифицированного персонала и мощностей.

Таким образом, традиционный газ при наиболее вероятном прогнозном сценарии сохранит свое значение дешевого и доступного источника энергии в общемировом масштабе. Однако сланцевый газ превратил энергетическую отрасль США из слабеющего рынка в процветающую самостоятельную индустрию. После успеха США в европе, Азии и Южной Америке наблюдается рост интереса к разведке и добыче сланцевого газа. По данным исследования Управления информации по энергетике (США), в европе наиболее крупные залежи сланцевого газа объемом 5,2 трлн и 5 трлн куб. м находятся в Польше и Франции.

В 2008 году сланцевая отрасль США вышла на стадию зрелости, когда участники рынка испытали шок предложения в связи с резким увеличением поставок сланцевого газа в сочетании с финансовым кризисом в стране. все это привело к падению цен на газ на 55 % — с 11 до 5 долларов США за 1 млн куб. футов.

Нефтегазовый комплекс имеет особое значение в национальной экономике Российской Федерации. Развитие нефтегазовой отрасли при потенциальном наличии значительных ресурсов сдерживается существующими проблемами комплекса. В связи с этим, решение проблем и дальнейшее развитие комплекса является чрезвычайно важной задачей как для непосредственно участвующих в нем хозяйствующих субъектов, но и для российской экономики в целом.

Несмотря на существующие разработки и анализ проблем устойчивого развития отрасли, методика системного анализа факторов устойчивости и планирования деятельности в целом остается мало изученной. До настоящего времени отсутствует системная классификация факторов устойчивого развития субъектов отрасли, не решены однозначно вопросы оценки влияния внешних и особенно внутренних экономических условий на надежность функционирования систем добычи, транспортировки и сбыта нефти и нефтепродуктов; требуют своего развития и методы оценки качества принимаемых решений.

В целом, развитие нефтегазовой отрасли России на современном этапе характеризуется следующими основными проблемами:

значительным ухудшением качества вновь осваиваемых нефтеносных площадей, как в плане геологических, так и природно-климатических условий с освоением наиболее высокоэффективных и легкодоступных месторождений. В связи с этим возникает необходимость интенсификации эксплуатации месторождений при максимальной экономической эффективности при разработке менее эффективных месторождений и характеризующихся сложными геологическими и природными условиями;

значительным ростом капиталовложений, необходимых для поддержания эксплуатируемых и вновь осваиваемых месторождений в связи с ухудшением условий добычи, необходимостью создания новой инфраструктуры добычи сырья, внедрением и освоением новых технологий с целью интенсификации эксплуатации нефтеносных районов при отсутствии накопленного опыта освоения подобных районов и неизбежным при этом ростом дополнительных затрат.

Важной составляющей стратегии развития нефтегазовой отрасли является освоение морского шельфа Арктики.

На арктическом шельфе подтверждены значительные объемы нефти и газа, позволяющих обеспечить значительный вес извлекаемого сырья в общей добыче нефти и газа.

В перспективе, по мере освоения арктического шельфа, значительный вес добычи может сместиться в сторону районов Крайнего Севера, при этом основной их вес придется на морской шельф. Все это определяет актуальность и своевременность исследования дальнейших перспектив развития нефтяного комплекса с учетом системного анализа условий добычи нефти по важнейшим составляющим экономической стратегии.

Основные тенденции нефтегазового рынка сегодня

Добыча нефти и газа из нетрадиционных месторождений и развитие возобновляемых источников энергии меняют понимание того, как распределены энергетические ресурсы в мире. импортеры и экспортеры меняются местами. Отчасти драйвером перераспределения стала уже упомянутая сланцевая революция. в течение ближайших трех лет сланцевый газ останется преимущественно ресурсом регионального масштаба и будет оказывать лишь ограниченное влияние на мировой рынок.

По данным отчета в Р Energy Outlook 2035, в течение ближайших 20 лет прогнозируется увеличение спроса на энергоресурсы на 41 %, а в течение ближайших 30 лет — более чем на 50 %. Такой прогноз связан с ожидаемым ростом численности мирового населения с 6,5 млрд человек в настоящее время до 9 млрд в 2040 году. Рост населения и ВВП — ключевые факторы роста спроса на энергию. Причем на долю стран с низким и средним уровнем дохода, не входящих в ОЭСР, придется более 90 % роста населения в период до 2030 года. в плане роста конечного потребления энергии лидирует промышленность, особенно в развивающихся странах. На промышленность приходится 57 % прогнозируемого роста конечного спроса на энергию. Экологические прогнозы неутешительны: выбросы СО2увеличатся примерно на 30 %. есть некоторые позитивные изменения: рост выбросов замедлится, так как природный газ и возобновляемые источники энергии получат долю на рынке от угля и нефти. Наиболее быстро будет расти потребление возобновляемых видов энергии (включая биотопливо): годовой темп роста до 2030 года составит в среднем 7,6 % в год. Атомная (2,6 % в год) и гидроэнергетика (2,0 % в год) будут расти быстрее, чем энергетика в целом. Что касается ископаемых видов топлива, наиболее быстро будет расти потребление газа (2,0 % в год), за ним следуют уголь (1,2 % в год) и нефть (0,8 % в год).

Хотя сектор возобновляемой энергии, за исключением гидроэнергетики, продолжит отбирать долю рынка у сектора ископаемого топлива, происходить это будет более медленными темпами, чем прогнозировалось ранее. возобновляемая энергетика останется наиболее быстро развивающимся направлением энергетического сектора на протяжении следующих нескольких десятилетий, при этом объемы использования угля и нефти несколько сократятся, в то время как в секторе ископаемого топлива производство природного газа будет расти самыми быстрыми темпами. возобновляемые источники энергии (в ом числе биотопливо), как ожидается, будут самым быстрорастущим источником энергии, со среднегодовым темпом роста 6,4 %.Нефть демонстрирует продолжительный тренд к снижению доли рынка, и ее потребление все больше сконцентрировано в отраслях, для которых она имеет максимальную ценность. Газ продолжает следовать тренду умеренного, но стабильного расширения рыночной доли. Начавшийся недавно процесс быстрого увеличения рыночной доли угля скоро начнет обратное движение, и тренд ее уменьшения проявится к 2020 году. Рост в производстве энергии будет наблюдаться во всех регионах, кроме Европы. Наибольший рост будет в Азии — этот регион обеспечит 47 % мирового прироста. По прогнозам IEA5, в период с 2008 по 2035 год природный газ станет самым востребованным ископаемым топливом с ростом потребления в среднем 1,6 % ежегодно. Рост потребления охватывает все регионы, но его пик придется на страны, не входящие в ОЭСР, где скорость потребления увеличится почти в три раза по сравнению с развитыми странами. Как результат, на страны, не входящие в ОЭСР, придется почти 76 % мирового потребления природного газа. При этом в этот же период на них придется больше 81 % мировой добычи природного газа. Природный газ останется наиболее предпочтительным углеводородным топливом для окружающей среды, поэтому его потребление в мире в целом возрастет до 4,77 трлн куб. м в 2035 году. Общее потребление природного газа в промышленности будет расти в среднем на 1,7 % ежегодно до 2035 года, а в электроэнергетике — на 2,2 %. На эти два сектора вместе придется около 87 % прогнозируемого роста потребления природного газа. Потребление природного газа в Америке будет расти ежегодно на 0,9 %. в США в период с 2008 по 2035 год потребление природного газа возрастет более чем на 14 %, в основном как результат роста в промышленном и секторе электроэнергетике, где использование природного газа увеличится на 0,04 и 0,033 трлн куб. м соответственно. Потребление природного газа в Европе будет расти в среднем на 0,7 % ежегодно — до 0,65 трлн куб. м в 2035 году, в основном за счет роста потребления в секторе электроэнергетики. На протяжении всего прогнозируемого периода потребление газа в Японии возрастет только на 0,008 трлн куб. м, в то время как в Южной Корее — на 0,017 трлн куб. м, а в Австралии и Новой Зеландии — на 0,025 трлн куб. м. Суммарное потребление возрастет до 0,226 трлн куб. м в 2035 году.

Потребление природного газа в России в рассматриваемый период в среднем возрастет на 0,1 % в год вследствие сокращения численности населения, перехода на атом в електроэнергетике как попытки диверсифицировать энергобаланс и стремления к увеличению прибыли от экспорта газа на европейские и азиатские рынки. Среди всех регионов мира самый значительный рост потребления ожидается в развивающихся странах Азии, который составит 35 % мирового потребления природного газа. его ежегодный рост составит в среднем от 3,9 до 0,9 трлн куб. м в 2035 году. индия и Китай будут лидерами по потреблению природного газа в азиатском регионе. в настоящее время и в индии, и в Китае доля природного газа в энергобалансе минимальна и составляет только 8 и 3 % соответственно. Однако к 2035 году эти доли должны увеличиться до 11 % в индии и 6 % в Китае. Китайское руководство рассматривает природный газ как наиболее предпочтительный энергоресурс. Оно поставило амбициозную цель к 2020 году увеличить долю природного газа в энергобалансе до 10 % или приблизительно до 0,25 трлн куб. м.

Рисунок 1. Производство энергии в мире.

По прогнозу IEА, потребление природного газа в Китае будет увеличиваться в среднем на 5,5 % ежегодно (самый значительный рост в мире) — до 0,2 трлн куб. м в 2020 году и 0,32 трлн куб. м в 2035 году. Однако, по прогнозу, Китай не сможет достичь своей цели и уголь продолжит занимать основную часть энергобаланса. К 2020 году природный газ обеспечит только 5 % потребления, а достичь уровня 0,25 трлн куб. м удастся только после 2025 года. Потребление природного газа в индии будет ежегодно расти на 4,6 %.

Что касается остальных стран Азии, не входящих в ОЭСР, то потребление там возрастет вдвое — до 0,43 трлн куб. м в 2035 году. Общее потребление природного газа на ближнем востоке, по прогнозу IEA, удвоится при среднем росте 2,7 % в год. Промышленный сектор региона останется наиболее значительным потребителем природного газа6и составит около 55 % в 2035 году. Значительная часть природного газа будет использована на заводах по производству сжиженного природного газа и при применении процесса «газ-в-жидкость»7.

Катар более чем удвоит свои СПГ мощности за этот период, следовательно, и потребление им природного газа также удвоится. В странах Центральной и Южной Америки, не входящих в OECD, потребление будет расти в среднем на 2,5 % — до 0,25 трлн куб. м в 2035 году. На региональный сектор электроэнергетики будет приходится около 42 % роста спроса на газ.Несмотря на то что степень мировых запасов нетрадиционных видов газа до сих пор недостаточно изучена, IEА прогнозирует значительный рост по этим видам углеводородов, особенно в Соединенных Штатах, Канаде и Китае. в США одним из способов увеличения добычи природного газа являются достижения в применении горизонтального бурения и технологии гидравлического разрыва, благодаря которым стало возможно разрабатывать ресурсы сланцевого газа и обиться почти удвоения его добычи за последнее десятилетие. По прогнозу, сланцевый газ составит порядка 47 % добычи природного газа в Соединенных Штатах в 2035 году. Для Канады и Китая нетрадиционные виды газа даже еще более важные, так как их добыча в 2035 году составит 51 и 72 % соответственно. IEА прогнозирует увеличение значения СПГ в мировой газовой торговле. Мировые мощности по сжижению природного газа почти удвоятся и составят 0,4 трлн куб. м в 2035 году. Основной рост мощностей придется на страны Ближнего востока и Австралию, где ожидается развитие множества СПГ-проектов с выходом на проектную мощность в следующем десятилетии. Добыча нетрадиционных видов газа, по прогнозу, значительно возрастет на протяжении всего прогнозируемого периода. Добыча в странах OECD ежегодно будет увеличиваться на 3,2 % в год

.2 Крупнейшие игроки рынка

США

Суммарное потребление газа в Северной Америке, несмотря на некоторую стагнацию в середине 2000-х годов, за последние 20 лет значительно выросло. При этом большая часть этого роста пришлась на последние 6-8 лет — период так называемого сланцевого бума. в результате рост добычи углеводородов из сланцевых пород в 2013 году позволил США претендовать на лидерство в этой отрасли. По оценкам IEA, к 2017 году страна может стать крупнейшим мировым производителем нефти, обогнав Саудовскую Аравию и Россию.

Первоначально запасы сланцевого газа США были оценены EIA в 2011 годув 24,4 трлн куб. м. На основании полученных в ходе бурения и добычи данных оценка была снижена до 13,6 трлн куб. м. Отрасль сланцевого газа США начала зарождаться в конце 1970-х годов с утверждения Министерством энергетики США программы по исследованию и развитию отрасли сланцевого газа. К 1997 году производство сланцевого газа вышло на коммерческий уровень. Таким образом, к 2008 году отрасль вошла в стадию зрелости. Сланцевый бум в США кардинально изменил картину американского рынка. из крупнейшего импортера страна планирует превратиться в лидера экспорта углеводородов по всему миру. К примеру, Freeport LNG Development, занимавшаяся импортом сжиженного природного газа, подписала с южнокорейской SK Group и японской Toshiba контракт на экспорт 2,2 млн тонн СПГ в год. Как бы то ни было, в США все еще действуют ограничения на поставки нефти за рубеж.

Несмотря на энтузиазм американских компаний, вызванный сланцевой революцией, многие эксперты склонны считать это явление краткосрочным. По их прогнозам, добыча нефти в США к 2016 году достигнет своего пика и начнет снижаться в течение последующих пяти лет. Сложность прогнозов состоит в том, что наличие ресурсов сланцевого газа еще не гарантирует возможности их коммерческого извлечения. Объем добычи зависит от множества факторов, как технологических, так и экономических, социальных и политических, изменение которых трудно предугадать.

Сегодня газовая отрасль США находится на пути перехода к стадии глобализации. Об этом говорит наличие рекордного уровня запасов природного газа в хранилищах, который в ноябре 2012 года достиг 111 млрд куб. м, и достижение коммерческого производства газа в объеме 2 млрд куб. м в сутки.

Учитывая низкие цены на газ внутри страны и увеличение объемов производства, американские производители стремятся выйти на мировой рынок для поиска более высоких цен реализации ресурсов. в настоящее время Министерство энергетики США уже рассматривает более 20 заявок по получению разрешений на экспорт СПГ в суммарном объеме 0,76 млрд куб. м в сутки.

Европа

Одна из приоритетных задач для европейского союза — решение проблемы стабильного энергообеспечения. С одной стороны, истощается ресурсная база планеты, так как с каждым годом увеличивается потребление энергии, что требует поиска альтернативных способов ее производства. С другой — вследствие политизации энергетической безопасности возникла угроза использования энергетического фактора для достижения политических целей, что актуализировало данную проблему для евросоюза во время конфликтов вокруг поставок углеводородов между Российской Федерацией и транзитными государствами — Украиной и Республикой Беларусь. Большинство стран — участниц ЕС не обладают собственными запасами топливных полезных ископаемых. лишь 12 из них имеют на своей территории залежи нефти, природного газа и каменного угля, которые, однако, не могут удовлетворять потребности экономики. в то же время до сих пор сохраняется ориентация европейских государств на крупнейшего поставщика энергоресурсов — Российскую Федерацию. в 2013 году на российский природный газ приходилось до 33,2 % импорта. второе и третье места среди экспортеров природного газа в европейский союз занимают Норвегия и Алжир соответственно.в 2007 году европейская комиссия разработала документ «Энергетическая политика для европы», в котором указаны направления деятельности в кратко- и долгосрочной перспективе для всех участников интеграционного объединения, а также определены цели энергетической политики евросоюза. его авторы отмечают, что для устранения угроз энергетической безопасности необходим комплекс действий, включающий «борьбу с изменением климата, уменьшение внешней зависимости еС от импортируемых углеводородов, содействие экономическому росту и созданию новых рабочих мест».

«Азиатские драконы»

Не секрет, что за последние 10 лет спрос на энергетические ресурсы в Китае резко вырос, и в условиях быстрого развития экономики страны тенденция сохраняется. До 1993 года страна была чистым экспортером нефти, однако в настоящее время она импортирует более 50 % от общего объема данного ресурса.

Многие рассматривают Китай как страну с безграничными потребностями в энергоресурсах, которая скупает энергетические активы по всему миру и импортирует большую часть необходимых ресурсов. Однако правительство страны пытается изменить сложившуюся ситуацию и разработать программу по добыче нефти и газа, осуществление которой может потребовать значительных усилий. В 2010 году Китай занял второе место после Германии по показателю положительного сальдо внешнеторгового баланса, что является одним из основных факторов быстрого экономического роста страны. в то же время повышение спроса на импорт продуктов питания и энергетических ресурсов отрицательно сказывается на данном факторе роста. в результате правительство разработало программу сокращения импорта энергетических ресурсов в рамках двенадцатого пятилетнего плана развития. Правительство планирует инвестировать в нефтегазовую промышленность для увеличения объема добычи ресурсов на территории Китая и снижения объемов импорта энергетических ресурсов.

Правительство планирует построить пять крупных нефтегазовых добывающих баз и 150 тыс. км нефтегазовых трубопроводов. в то же время активная деятельность по разведке и добыче в Южно-Китайском море затрудняется по причине геополитической напряженности в регионе. На данную территорию претендуют Китай, Вьетнам, Малайзия, Бруней и Тайвань, но ни одна страна еще не добилась официального признания своих прав.

Несмотря на большой интерес к развитию нефтедобывающей промышленности, основные надежды правительство Китая возлагает на сектор природного газа. Страна обладает потенциальными запасами трех типов газа: традиционного природного газа, угольного метана и сланцевого газа. Согласно последним оценкам нефтегазовых ресурсов Китая, запасы извлекаемого природного газа составляют 22,2 трлн куб. м, 70 % которого содержатся в пяти газоносных бассейнах. Однако, как и в случае с нефтью, разработка Южно-Китайского моря могла бы значительно увеличить объемы запасов природного газа Китая. Месторождения Южно-Китайского моря могут содержать до 25,5 трлн куб. м природного газа, что равняется запасам Катара. Другой возможностью для получения энергоресурсов внутри страны является добыча угольного метана. Несмотря на то что при разработке месторождений угольного метана в Китае возникли некоторые трудности, реализация проекта продолжается. Добыча угольного метана производится совсем недавно, подтвержденный объем запасов пока небольшой. Однако, согласно оценкам нефтегазовых ресурсов Китая, общий объем запасов угольного метана в стране составляет 10,8 трлн куб. м. CNPC владеет приблизительно 70 % участков, лицензированных для разработки данного ресурса.

Увеличение объемов использования природного газа позволит значительно сократить выбросы углекислого газа в Китае. Однако если ничего не предпринимать и продолжать двигаться в выбранном направлении, к 2020 году выбросы углекислого газа в Китае превысят показатели в США, еС и индии, вместе взятых.Тем не менее коммерческая добыча сланцевого газа будет возможна не раньше 2015 года. По мере реализации двенадцатого пятилетнего плана развития Китай будет избавляться от репутации страны с неограниченными потребностями в энергоресурсах. Запланированные инвестиции в нефтегазодобывающую промышленность помогут Китаю сократить объем импорта энергетических ресурсов, снизить энергозатраты и сохранить положительное сальдо внешнеторгового баланса.

Однако в среднесрочной перспективе ожидается, что потребление газа в Китае существенно вырастет и превысит возможности собственной добычи. Доля газа в китайской энергетике в течение ближайших нескольких лет вырастет при одновременном уменьшении доли угля как основного энергоносителя.

Нефтегазовый сектор играет жизненно важную роль в экономическом росте индии. Текущий уровень потребления энергии на душу населения в стране чрезвычайно низок по сравнению с остальным миром. Рост экономики автоматически приведет к росту потребления энергии. индия является одной из самых неразвитых стран по потреблению углеводородов в нефтяном эквиваленте, поэтому НГК очень важен для энергетической безопасности страны.

По данным IEA, в 2010 году первичное потребление энергии в индии составило 692,7 млн тонн н. э., а производство — 518,7 млн тонн н. э. Производство энергоресурсов представлено углем (47,2 %), возобновляемыми источниками энергии (33,2 %), нефтью (8,3 %) и природным газом (8,2 %). По данным BP на 2011 год, индия располагает 0,6 % мировых запасов газа, 0,3 % нефти и 7,0 % угля. Основным нефтегазодобывающим районом является шельф Аравийского моря (комплекс высокий Мумбай). За 2000-2012 годы добыча нефти в индии выросла на 19 % и достигла 46,3 млн тонн. в стране работает 21 нефтеперерабатывающий завод общей мощностью первичной переработки 149 млн тонн. Основным поставщиком нефти на протяжении последних лет является Саудовская Аравия. За 2000-2012 годы уровень добычи газа в стране вырос на 66 %, составив почти 46,3 млрд куб. м. При этом потребление составило 62,2 млрд куб. м. Растущий спрос вынудил индию в начале 2000-х годов начать импорт газа. весь импортируемый газ индия ввозит в виде СПГ. Поставки осуществлялись из 12 стран, но основная роль в них принадлежала Катару (76 %). в разведке, добыче и сбыте нефтепродуктов в течение последних четырех десятилетий доминировали предприятия государственного сектора (ПГС). ПГС в экономике индии принято считать наиболее успешно развивающимися и наиболее прибыльными.

Природный газ становится предпочтительным топливом будущего в силу своей экологической и экономической привлекательности. Повышенное внимание в энергетической политике страны уделено именно этому потенциальному сектору.

Япония

Япония в настоящее время обладает одной из крупнейших экономик в мире. При этом топливно-энергетическому комплексу страны был нанесен серьезный ущерб. Остановка четырех нефтеперерабатывающих заводов, нескольких терминалов по приему СПГ, авария на АЭС «Фукусима-1» и остановка нескольких других АЭС поставили под сомнение возможность реализации долгосрочных планов экономического развития страны. в этих условиях значительное увеличение объема импорта энергоресурсов стало единственным выходом из энергетического коллапса.в настоящее время в структуре первичного энергопотребления Японии преобладает нефть, на долю которой в начале первого десятилетия текущего века в энергобалансе приходилось около 50 %. Учитывая высокую зависимость страны от импорта нефти, правительство Японии поставило задачу к 2030 году снизить этот показатель на 10 % за счет увеличения доли других источников энергии, в том числе возобновляемых. Нужно отметить, что уже к сегодняшнему дню доля нефти в энергобалансе составляет порядка 40 %. На долю природного газа в первичном энергобалансе страны в 2013 году пришлось 22 %. Японские потребители в основном используют природный газ, поступающий из-за рубежа в сжиженном виде. Незначительный объем, порядка 0,4 % от общего потребления, добывается внутри страны, в префектурах Ниигата, Хоккайдо и др. Ранее снижение зависимости от импорта энергоресурсов в Японии связывалось с развитием ядерной энергетики. Однако потребление атомной энергии в 2011 году резко снизилось: 5,8 % против 15,2 % в 2010 году, что, безусловно, связано с аварией на АЭС «Фукусима-1» и осознанием японским обществом того, что «мирный атом» в сейсмологических условиях страны не так безопасен, как представлялось. Премьер-министры Японии Наото Кан и Ёсихико Нода последовательно заявляли, что к 2030 году страна должна полностью отказаться от использования атомной энергии. Эти заявления были поддержаны населением. Тем не менее уже в декабре 2012 года Тосимицу Мотэги, министр промышленности кабинета Синдзо Абэ, озвучил намерение правительства пересмотреть ранее принятые планы отказа от атомной энергетики и подчеркнул возможность строительства новых АЭС после соответствующих консультаций с экспертами. в долгосрочной перспективе ожидается ускоренное развитие энергосберегающих технологий и постепенное увеличение в нергобалансе доли возобновляемых источников энергии. Наибольшее развитие в этой сфере получила солнечная, ветровая и геотермальная энергетика.Таким образом, в условиях неопределенности перспектив развития японского «мирного атома» сокращение удельного веса сырой нефти и нефтепродуктов в энергобалансе страны возможно только за счет увеличения поставок на японский рынок природного газа. Доля угля в энергобалансе страны может быть увеличена только в случае усовершенствования и удешевления технологий, обеспечивающих уменьшение вредных выбросов в атмосферу при его сжигании.

Действующая налоговая система России направлена на изъятие текущих сверхдоходов, вызванных благоприятной ценовой конъюнктурой на рынках углеводородного сырья. Такой подход может быть оправдан только в отношении проектов, не связанных с большими капиталовложениями. Но он совершенно не пригоден для реализации таких капиталоемких проектов, как проекты освоения шельфа северных морей. При этом российский фискальный режим характеризуется крайней нестабильностью, налогообложение нефтегазодобычи меняется по несколько раз в год. Организационно-правовой режим недропользования в России также не учитывает шельфовой специфики и потому неблагоприятен для привлечения инвестиций в морские проекты.

К середине ноября межведомственная комиссия по подготовке проекта стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа РФ должна представить правительству РФ предложения о том, какие меры необходимо принять, чтобы сделать более конкурентоспособными условия для привлечения инвестиций в освоение российского континентального шельфа.

Для инвестора основными факторами, определяющими конкурентоспособность шельфа, являются его геологические и маркетинговые перспективы, уровень затрат, свойства фискального режима и особенности организационно-правового регулирования в стране. Очевидно, что затраты и перспективы являются объективными факторами, определяемыми преимущественно природой и географией шельфа. Организационно-правовой и фискальный режимы регулируются государством.

Таким образом, конкурентоспособность континентального шельфа будет обеспечена в том случае, если механизмы государственного регулирования отношений на шельфе будут сбалансированы с его объективными характеристиками.

Риски — от разведки до ликвидации

Для создания конкурентоспособных условий освоения российского шельфа северных морей необходимо определить основные риски, возникающие при реализации нефтегазовых проектов, и оценить их влияние на экономическую эффективность проектов.

На первом этапе рабочей группой МПР были изучены основные риски, а также используемые в мировой практике инструменты их снижения на стадиях разработки. Ниже представлены некоторые результаты проведенного анализа. К середине ноября на основе численного моделирования будут отобраны конкретные экономические инструменты снижения соответствующих рисков и рассчитаны их параметры.

На этапе проведения геологоразведочных работ инвестор несет значительные риски, обусловленные слабой изученностью шельфа и высокой стоимостью разведочного бурения. Эти риски проявляются в отсутствии нефтегазоносности и неподтверждении запасов.

Для снижения геологических рисков в мире используется целый ряд экономических инструментов. Это, во-первых, перераспределение расходов недропользователя на финансовый результат от другой деятельности (отсутствие так называемой «налоговой ограды»). Во-вторых, уменьшение налоговой базы на всю величину понесенных затрат на ГРР. В-третьих, полное возмещение затрат инвестора на ГРР при использовании режима раздела продукции. В-четвертых, создание консорциумов из нескольких инвесторов, что снижает затраты и риски этапа ГРР для каждого отдельного инвестора. Наконец, государство может взять на себя большую часть геологических рисков путем финансирования ГРР.

В России такого рода механизмы снижения геологических рисков либо отсутствуют вообще, либо их применение затруднено. В частности, Налоговый кодекс позволяет переносить расходы на ГРР на иную деятельность организации, однако перенос убытков ограничен объемом и сроками и невозможен между юридическими лицами внутри холдинговой структуры. Полное же возмещение расходов на ГРР инвестору возможно, по российскому законодательству, в рамках СРП, но, как известно, за исключением первых трех проектов (соглашения по ним были заключены еще до принятия закона о СРП) этот механизм в России не работает.

В том случае, если государство берет на себя часть геологических рисков за счет финансирования ГРР, то основной проблемой является определение оптимального уровня затрат. Так, по мере проведения работ от регионального геологического изучения до бурения поисково-разведочных скважин на локализованных структурах геологические риски снижаются, а затраты — растут. Чем раньше государство передаст лицензию недропользователю, тем меньше денег оно затратит. Однако для компенсации высоких рисков придется заплатить более мягкими налоговыми условиями. Наоборот, если лицензия выдается на уже разведанное месторождение, то геологические риски будут в значительной степени сняты и налоговые условия могут быть достаточно жесткими, но для этого государству придется пойти на значительные расходы. Определение степени участия государства в ГРР является нетривиальной задачей, которая осложняется низкой изученностью шельфа.

Для этапа разработки также характерны высокие экономические риски, связанные с большой капиталоемкостью и продолжительностью проектов освоения шельфа. Даже незначительный рост затрат может привести к существенному увеличению сроков окупаемости и снижению отдачи на вложенный капитал. Для уменьшения экономических рисков в мире практикуются следующие инструменты. Прежде всего, это договорные отношения между инвестором и государством, в которых исключается влияние изменений действующей налоговой системы на экономические результаты проекта. Далее, применяются рентные налоги, привязанные к сверхдоходам и показателям эффективности, которые позволяют уменьшить налоговое бремя в период падения цен и способствуют достижению требуемой отдачи на вложенный капитал. Для целей распределения рисков между инвесторами на этапе разработки месторождений также создаются консорциумы.

Использование рентных налогов в России затруднено из-за проблем с их администрированием. В рамках действующей налоговой системы можно предложить дифференциацию НДПИ по этапам разработки (налоговые каникулы на начальном этапе и налоговые льготы для выработанных месторождений), виду добываемого сырья (нефть/газ), глубине шельфа и т.п. Кроме того, для повышения привлекательности шельфовых проектов, возможно, потребуется установление понижающих коэффициентов к ставкам экспортных пошлин, доработка механизма ускоренной амортизации. Более конкретные предложения по адаптации действующей налоговой системы к шельфу будут предложены после проведения соответствующих численных расчетов к середине ноября.

Технологические и транспортные риски этапа разработки, характерные для шельфа северных морей, связаны со сложностью (а иногда — с отсутствием) технологий, повышенной вероятностью отказа оборудования в арктических условиях, отсутствием опыта транспортировки углеводородов в значительных объемах, дефицитом танкеров и ледоколов и т.п. Чтобы снизить технологические и транспортные риски, в мировой практике широко применяются система страхования, механизм особых экономических зон, концессии, снижение или полное освобождение инвестора от импортных пошлин на ввозимое оборудование.

Несмотря на то, что в России в этом году приняты законы «Об особых экономических зонах» и «О концессиях», они пока не применимы к шельфовым проектам. Так, согласно закону «Об ОЭЗ» особые экономические зоны создаются в целях развития обрабатывающих отраслей экономики, отраслей высоких технологий и производства новых видов продукции, т.е. он не применим для нефтегазодобычи. Кроме того, особой зоной может быть объявлен конкретный субъект федерации, тогда как освоение шельфов относится к компетенции федеральных властей. Закон «О концессиях» позволяет использовать механизм концессии в отношении трубопроводного транспорта, но для шельфовых проектов актуальность этого вопроса на начальном этапе освоения не очевидна — она будет повышаться по мере развития шельфовой добычи и увеличения числа проектов. Первоначально добываемое сырье может вывозиться танкерным флотом практически от скважины.

Для этапа разработки характерны также экологические риски, связанные с возможностью нанесения серьезного ущерба окружающей среде и последующими затратами на его ликвидацию и компенсацию. Для их снижения в мировой практике используется страхование ответственности за причинение вреда и возмещение инвестору расходов на страхование при разделе продукции. В России практика страхования экологической ответственности не получила широкого применения, во многом из-за неразвитости российского рынка страхования. В целом для страхования рисков при разработке шельфов, вероятно, должен будет создаваться транснациональный пул страховых компаний, которые смогут обеспечить страховое обеспечение высокозатратных шельфовых проектов.

При приближении момента завершения эксплуатации месторождения возникают риски, связанные с износом оборудования и инфраструктуры. С одной стороны, это приводит к увеличению экологических рисков инвестора, поскольку увеличивается вероятность отказа оборудования и нанесения серьезного ущерба окружающей среде. С другой стороны, после завершения проекта государство остается с объектами, либо вовсе не пригодными для дальнейшего использования, либо требующими значительных средств для поддержания их в рабочем состоянии.

Существуют ликвидационные риски, проявляющиеся в возможном отсутствии у недропользователей и государства средств на осуществление работ по ликвидации. С такой проблемой, в частности, уже столкнулись Великобритания и Норвегия, давно осуществляющие добычу нефти и газа на шельфе. Для снижения указанного риска создаются ликвидационные фонды, причем происходит вычет расходов по созданию фондов на ликвидацию из налоговой базы. Согласно российскому законодательству формирование ликвидационного фонда, наиболее надежного механизма снижения ликвидационных рисков, возможно только при использовании режима раздела продукции.

Комплексное решение многих проблем, с которыми предстоит столкнуться разработчикам шельфа, может предоставить режим раздела продукции. Однако этот организационно-правовой механизм также необходимо доработать. В частности, нужно отменить перечень участков недр, которые могут разрабатываться на условиях СРП, а также существующую норму, согласно которой СРП по участкам континентального шельфа должны утверждаться отдельными законами. Эта сложная система существенно тормозит продвижение проектов.

Далее, необходимо усовершенствовать существующий в России подход к разделу продукции. Это касается, например, определения цены на сырье. В законе «О СРП» сказано, что при заключении договора с инвестором цена нефти, по которой рассчитывается НДПИ и доход для целей раздела прибыльной продукции, не может быть ниже стоимости смеси Urals. Однако добытая на шельфе нефть, не соответствующая этому сорту, может транспортироваться танкерами — вне трубопроводной системы «Транснефти», где сырье «унифицируется» до Urals. Причем если добываемое сырье оказывается хуже Urals и продается по меньшей цене, то инвестору разницу никто не компенсирует. Необходим более гибкий механизм определения цены.

Представляется также крайне важным разработать и ввести модельное соглашение о разделе продукции. Практически у каждой страны, использующей механизм СРП, существуют такие модельные соглашения, с которыми первоначально может ознакомиться потенциальный инвестор. В нем прописаны основные условия, предъявляемые государством. При переговорах они уточняются и дополняются спецификой конкретного проекта. Это позволяет снизить субъективный фактор при принятии решения.

Типовое соглашение 90-х годов, очевидно, сегодня не может устраивать Россию, а нового при принятии закона «О СРП» разработано не было. Сейчас при ведении переговоров с потенциальными инвесторами переговорная комиссия опирается на последнее соглашение, которое заключалось по проекту на условиях раздела продукции. Например, когда разрабатывалось соглашение для Приразломного месторождения, комиссия в качестве образца использовала Самотлорское соглашение — последний документ, который прошел согласование между всеми ведомствами. Модельное соглашение может значительно ускорить переговоры между государством и инвесторами.

В мировой практике разработки шельфов часто для снижения рисков используется принцип «одного окна», который реализуется через специальную государственную организацию или компанию. Ее участие в процессе освоения шельфа позволяет успешно вести переговоры с потенциальными потребителями и координировать сбыт продукции от всех шельфовых проектов на взаимовыгодной для всех инвесторов основе. Такая организация или компания также берет на себя все проблемы по взаимодействию инвесторов с органами исполнительной и законодательной государственной власти, и посредством ее участия в процессе подготовки и реализации проектов освоения шельфа снижаются сроки согласований и скрытые издержки.

Помимо выполнения организационных функций, специальная компания может нести расходы по проекту, т.е. быть полноценным инвестором.

Существуют различные схемы участия такой компании в шельфовых проектах. Так, если госкомпания несет часть затрат на ГРР, снимаются геологические риски, следовательно, государство может требовать большую долю участия в проекте или прибыли при ее разделе. В случае, когда государственная компания не вкладывает собственных средств, инвестор требует большую отдачу на вложенный капитал. Таким образом определяется грань, где происходит раздел риска, а где — прибыли.

Каждая страна формирует свои правила игры, учитывая специфику освоения шельфа. Например, в Бразилии, где самый низкий в мире коэффициент коммерческого успеха, основную часть геологических рисков при освоении шельфа берет на себя государственная компания Petrobras — она проводит геологическое изучение за счет государства и предоставляет геологическую информацию инвесторам, действующим на основании договоров подряда.

В Китае в качестве субъекта государственного регулирования процесса освоения шельфа выступает «Китайская национальная нефтегазовая компания» (СNOGC), участвующая в каждом СРП, а также проводящая ГРР и разработку месторождений собственными силами.

В Норвегии в 1972 году для осуществления государством административного управления был создан Норвежский нефтяной директорат (ННД), а в целях осуществления коммерческой деятельности на шельфе в интересах государства — компания Statoil. ННД и в настоящий момент является ключевым органом государства в вопросах освоения шельфа. В компании Statoil, основном недропользователе в Норвегии, государство до 2001 года владело всеми 100% акций, затем началась постепенная приватизация, и на сегодняшний момент государству в лице Министерства нефти и энергетики Норвегии принадлежит 70,9%. Во второй по значимости норвежской нефтегазовой компании Norsk Hydro государство в лице Министерства промышленности и торговли владеет пакетом акций в размере 43,8%.

В Великобритании шельф характеризуется высокой степенью изученности, низкими перспективами коммерческих открытий, развитой инфраструктурой и находится на этапе падающей добычи. Как следствие, государственное регулирование направлено на стимулирование ГРР и разработку мелких месторождений. Инструмент госкомпании здесь уже не используется.

В целом участие государства в процессе освоения шельфа подчиняется совершенно четкой закономерности. На начальном этапе, когда шельф мало изучен, отсутствует транспортная инфраструктура и технологии, подавляющее число государств создает специализированную национальную компанию. Эта компания принимает участие на всех этапах подготовки и реализации проектов. Впоследствии, по мере развития добычи, госкомпании постепенно теряют часть своих полномочий и приватизируются.

В настоящее время межведомственная комиссия оценивает различные варианты создания и использования госкомпании для освоения шельфа в российских условиях. Так, рассматривается вариант, что такая компания может быть управляющей при отборе участков недр на шельфе, подготовке СРП, ведении переговоров с инвестором, заключении соглашения и контроле за его реализацией. Возможно, более предпочтительным окажется структура, при которой госкомпания сможет вкладывать собственные средства в разработку месторождения или участвовать в создании транспортной инфраструктуры для обеспечения шельфовых проектов. Пока однозначно сказать, какая из схем будет наиболее приемлема для России, нельзя. Но очевидно, что это должна быть госкомпания, прозрачная по денежным потокам, принятию решений, задачам и функциям.

.3 Риски связанные с освоением шельфовых месторождений

Действующая налоговая система России направлена на изъятие текущих сверхдоходов, вызванных благоприятной ценовой конъюнктурой на рынках углеводородного сырья. Такой подход может быть оправдан только в отношении проектов, не связанных с большими капиталовложениями. Но он совершенно не пригоден для реализации таких капиталоемких проектов, как проекты освоения шельфа северных морей. При этом российский фискальный режим характеризуется крайней нестабильностью, налогообложение нефтегазодобычи меняется по несколько раз в год. Организационно-правовой режим недропользования в России также не учитывает шельфовой специфики и потому неблагоприятен для привлечения инвестиций в морские проекты.

К середине ноября межведомственная комиссия по подготовке проекта стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа РФ должна представить правительству РФ предложения о том, какие меры необходимо принять, чтобы сделать более конкурентоспособными условия для привлечения инвестиций в освоение российского континентального шельфа.

Для инвестора основными факторами, определяющими конкурентоспособность шельфа, являются его геологические и маркетинговые перспективы, уровень затрат, свойства фискального режима и особенности организационно-правового регулирования в стране. Очевидно, что затраты и перспективы являются объективными факторами, определяемыми преимущественно природой и географией шельфа. Организационно-правовой и фискальный режимы регулируются государством.

Таким образом, конкурентоспособность континентального шельфа будет обеспечена в том случае, если механизмы государственного регулирования отношений на шельфе будут сбалансированы с его объективными характеристиками.

Риски — от разведки до ликвидации

Для создания конкурентоспособных условий освоения российского шельфа северных морей необходимо определить основные риски, возникающие при реализации нефтегазовых проектов, и оценить их влияние на экономическую эффективность проектов.

На первом этапе рабочей группой МПР были изучены основные риски, а также используемые в мировой практике инструменты их снижения на стадиях разработки. Ниже представлены некоторые результаты проведенного анализа. К середине ноября на основе численного моделирования будут отобраны конкретные экономические инструменты снижения соответствующих рисков и рассчитаны их параметры.

На этапе проведения геологоразведочных работ инвестор несет значительные риски, обусловленные слабой изученностью шельфа и высокой стоимостью разведочного бурения. Эти риски проявляются в отсутствии нефтегазоносности и неподтверждении запасов.

Для снижения геологических рисков в мире используется целый ряд экономических инструментов. Это, во-первых, перераспределение расходов недропользователя на финансовый результат от другой деятельности (отсутствие так называемой «налоговой ограды»). Во-вторых, уменьшение налоговой базы на всю величину понесенных затрат на ГРР. В-третьих, полное возмещение затрат инвестора на ГРР при использовании режима раздела продукции. В-четвертых, создание консорциумов из нескольких инвесторов, что снижает затраты и риски этапа ГРР для каждого отдельного инвестора. Наконец, государство может взять на себя большую часть геологических рисков путем финансирования ГРР.

В России такого рода механизмы снижения геологических рисков либо отсутствуют вообще, либо их применение затруднено. В частности, Налоговый кодекс позволяет переносить расходы на ГРР на иную деятельность организации, однако перенос убытков ограничен объемом и сроками и невозможен между юридическими лицами внутри холдинговой структуры. Полное же возмещение расходов на ГРР инвестору возможно, по российскому законодательству, в рамках СРП, но, как известно, за исключением первых трех проектов (соглашения по ним были заключены еще до принятия закона о СРП) этот механизм в России не работает.

В том случае, если государство берет на себя часть геологических рисков за счет финансирования ГРР, то основной проблемой является определение оптимального уровня затрат. Так, по мере проведения работ от регионального геологического изучения до бурения поисково-разведочных скважин на локализованных структурах геологические риски снижаются, а затраты — растут. Чем раньше государство передаст лицензию недропользователю, тем меньше денег оно затратит. Однако для компенсации высоких рисков придется заплатить более мягкими налоговыми условиями. Наоборот, если лицензия выдается на уже разведанное месторождение, то геологические риски будут в значительной степени сняты и налоговые условия могут быть достаточно жесткими, но для этого государству придется пойти на значительные расходы. Определение степени участия государства в ГРР является нетривиальной задачей, которая осложняется низкой изученностью шельфа.

Для этапа разработки также характерны высокие экономические риски, связанные с большой капиталоемкостью и продолжительностью проектов освоения шельфа. Даже незначительный рост затрат может привести к существенному увеличению сроков окупаемости и снижению отдачи на вложенный капитал. Для уменьшения экономических рисков в мире практикуются следующие инструменты. Прежде всего, это договорные отношения между инвестором и государством, в которых исключается влияние изменений действующей налоговой системы на экономические результаты проекта. Далее, применяются рентные налоги, привязанные к сверхдоходам и показателям эффективности, которые позволяют уменьшить налоговое бремя в период падения цен и способствуют достижению требуемой отдачи на вложенный капитал. Для целей распределения рисков между инвесторами на этапе разработки месторождений также создаются консорциумы.

Использование рентных налогов в России затруднено из-за проблем с их администрированием. В рамках действующей налоговой системы можно предложить дифференциацию НДПИ по этапам разработки (налоговые каникулы на начальном этапе и налоговые льготы для выработанных месторождений), виду добываемого сырья (нефть/газ), глубине шельфа и т.п. Кроме того, для повышения привлекательности шельфовых проектов, возможно, потребуется установление понижающих коэффициентов к ставкам экспортных пошлин, доработка механизма ускоренной амортизации. Более конкретные предложения по адаптации действующей налоговой системы к шельфу будут предложены после проведения соответствующих численных расчетов к середине ноября.

Технологические и транспортные риски этапа разработки, характерные для шельфа северных морей, связаны со сложностью (а иногда — с отсутствием) технологий, повышенной вероятностью отказа оборудования в арктических условиях, отсутствием опыта транспортировки углеводородов в значительных объемах, дефицитом танкеров и ледоколов и т.п. Чтобы снизить технологические и транспортные риски, в мировой практике широко применяются система страхования, механизм особых экономических зон, концессии, снижение или полное освобождение инвестора от импортных пошлин на ввозимое оборудование.

Несмотря на то, что в России в этом году приняты законы «Об особых экономических зонах» и «О концессиях», они пока не применимы к шельфовым проектам. Так, согласно закону «Об ОЭЗ» особые экономические зоны создаются в целях развития обрабатывающих отраслей экономики, отраслей высоких технологий и производства новых видов продукции, т.е. он не применим для нефтегазодобычи. Кроме того, особой зоной может быть объявлен конкретный субъект федерации, тогда как освоение шельфов относится к компетенции федеральных властей. Закон «О концессиях» позволяет использовать механизм концессии в отношении трубопроводного транспорта, но для шельфовых проектов актуальность этого вопроса на начальном этапе освоения не очевидна — она будет повышаться по мере развития шельфовой добычи и увеличения числа проектов. Первоначально добываемое сырье может вывозиться танкерным флотом практически от скважины.

Для этапа разработки характерны также экологические риски, связанные с возможностью нанесения серьезного ущерба окружающей среде и последующими затратами на его ликвидацию и компенсацию. Для их снижения в мировой практике используется страхование ответственности за причинение вреда и возмещение инвестору расходов на страхование при разделе продукции. В России практика страхования экологической ответственности не получила широкого применения, во многом из-за неразвитости российского рынка страхования. В целом для страхования рисков при разработке шельфов, вероятно, должен будет создаваться транснациональный пул страховых компаний, которые смогут обеспечить страховое обеспечение высокозатратных шельфовых проектов.

При приближении момента завершения эксплуатации месторождения возникают риски, связанные с износом оборудования и инфраструктуры. С одной стороны, это приводит к увеличению экологических рисков инвестора, поскольку увеличивается вероятность отказа оборудования и нанесения серьезного ущерба окружающей среде. С другой стороны, после завершения проекта государство остается с объектами, либо вовсе не пригодными для дальнейшего использования, либо требующими значительных средств для поддержания их в рабочем состоянии.

Существуют ликвидационные риски, проявляющиеся в возможном отсутствии у недропользователей и государства средств на осуществление работ по ликвидации. С такой проблемой, в частности, уже столкнулись Великобритания и Норвегия, давно осуществляющие добычу нефти и газа на шельфе. Для снижения указанного риска создаются ликвидационные фонды, причем происходит вычет расходов по созданию фондов на ликвидацию из налоговой базы. Согласно российскому законодательству формирование ликвидационного фонда, наиболее надежного механизма снижения ликвидационных рисков, возможно только при использовании режима раздела продукции.

Комплексное решение многих проблем, с которыми предстоит столкнуться разработчикам шельфа, может предоставить режим раздела продукции. Однако этот организационно-правовой механизм также необходимо доработать. В частности, нужно отменить перечень участков недр, которые могут разрабатываться на условиях СРП, а также существующую норму, согласно которой СРП по участкам континентального шельфа должны утверждаться отдельными законами. Эта сложная система существенно тормозит продвижение проектов.

Представляется также крайне важным разработать и ввести модельное соглашение о разделе продукции. Практически у каждой страны, использующей механизм СРП, существуют такие модельные соглашения, с которыми первоначально может ознакомиться потенциальный инвестор. В нем прописаны основные условия, предъявляемые государством. При переговорах они уточняются и дополняются спецификой конкретного проекта. Это позволяет снизить субъективный фактор при принятии решения.

Типовое соглашение 90-х годов, очевидно, сегодня не может устраивать Россию, а нового при принятии закона «О СРП» разработано не было. Сейчас при ведении переговоров с потенциальными инвесторами переговорная комиссия опирается на последнее соглашение, которое заключалось по проекту на условиях раздела продукции. Например, когда разрабатывалось соглашение для Приразломного месторождения, комиссия в качестве образца использовала Самотлорское соглашение — последний документ, который прошел согласование между всеми ведомствами. Модельное соглашение может значительно ускорить переговоры между государством и инвесторами.

В мировой практике разработки шельфов часто для снижения рисков используется принцип «одного окна», который реализуется через специальную государственную организацию или компанию. Ее участие в процессе освоения шельфа позволяет успешно вести переговоры с потенциальными потребителями и координировать сбыт продукции от всех шельфовых проектов на взаимовыгодной для всех инвесторов основе. Такая организация или компания также берет на себя все проблемы по взаимодействию инвесторов с органами исполнительной и законодательной государственной власти, и посредством ее участия в процессе подготовки и реализации проектов освоения шельфа снижаются сроки согласований и скрытые издержки.

Помимо выполнения организационных функций, специальная компания может нести расходы по проекту, т.е. быть полноценным инвестором.

Существуют различные схемы участия такой компании в шельфовых проектах. Так, если госкомпания несет часть затрат на ГРР, снимаются геологические риски, следовательно, государство может требовать большую долю участия в проекте или прибыли при ее разделе. В случае, когда государственная компания не вкладывает собственных средств, инвестор требует большую отдачу на вложенный капитал. Таким образом определяется грань, где происходит раздел риска, а где — прибыли.

Каждая страна формирует свои правила игры, учитывая специфику освоения шельфа. Например, в Бразилии, где самый низкий в мире коэффициент коммерческого успеха, основную часть геологических рисков при освоении шельфа берет на себя государственная компания Petrobras — она проводит геологическое изучение за счет государства и предоставляет геологическую информацию инвесторам, действующим на основании договоров подряда.

В Китае в качестве субъекта государственного регулирования процесса освоения шельфа выступает «Китайская национальная нефтегазовая компания» (СNOGC), участвующая в каждом СРП, а также проводящая ГРР и разработку месторождений собственными силами.

В Норвегии в 1972 году для осуществления государством административного управления был создан Норвежский нефтяной директорат (ННД), а в целях осуществления коммерческой деятельности на шельфе в интересах государства — компания Statoil. ННД и в настоящий момент является ключевым органом государства в вопросах освоения шельфа. В компании Statoil, основном недропользователе в Норвегии, государство до 2001 года владело всеми 100% акций, затем началась постепенная приватизация, и на сегодняшний момент государству в лице Министерства нефти и энергетики Норвегии принадлежит 70,9%. Во второй по значимости норвежской нефтегазовой компании Norsk Hydro государство в лице Министерства промышленности и торговли владеет пакетом акций в размере 43,8%.

В Великобритании шельф характеризуется высокой степенью изученности, низкими перспективами коммерческих открытий, развитой инфраструктурой и находится на этапе падающей добычи. Как следствие, государственное регулирование направлено на стимулирование ГРР и разработку мелких месторождений. Инструмент госкомпании здесь уже не используется.

В целом участие государства в процессе освоения шельфа подчиняется совершенно четкой закономерности. На начальном этапе, когда шельф мало изучен, отсутствует транспортная инфраструктура и технологии, подавляющее число государств создает специализированную национальную компанию. Эта компания принимает участие на всех этапах подготовки и реализации проектов. Впоследствии, по мере развития добычи, госкомпании постепенно теряют часть своих полномочий и приватизируются.

В настоящее время межведомственная комиссия оценивает различные варианты создания и использования госкомпании для освоения шельфа в российских условиях. Так, рассматривается вариант, что такая компания может быть управляющей при отборе участков недр на шельфе, подготовке СРП, ведении переговоров с инвестором, заключении соглашения и контроле за его реализацией. Возможно, более предпочтительным окажется структура, при которой госкомпания сможет вкладывать собственные средства в разработку месторождения или участвовать в создании транспортной инфраструктуры для обеспечения шельфовых проектов. Пока однозначно сказать, какая из схем будет наиболее приемлема для России, нельзя. Но очевидно, что это должна быть госкомпания, прозрачная по денежным потокам, принятию решений, задачам и функциям.

.

2. Анализ механизма принятия решений при освоении проекта месторождение имени Перельмана-Иванова

.1 Общая характеристика проекта

Месторождение имени Перельмана-Иванова — лицензированный участок расположен в районе с низкой степенью развитости инфраструктуры: ближайшее месторождение находится в 1500 км от участка, а газонефтепровод — в 1450 км. До ближайшего населенного пункта порядка 1000 км. До ближайшего крупного порта в Анадыре — 2000 км.

Рисунок 2.Географическое положение месторождения

Станция железной дороги пролегает в 1000 км, ближайшая автодорога — в 1000 км. Участок расположен в акватории восточно-Сибирского моря, в 70 километрах от ближайшей береговой зоны. Глубина моря на участке работ варьируется от 20 до 300 м, при этом лед покрывает участок практически круглый год. Зимой его толщина доходит до 1 м. Опытно-промышленные работы. На всей площади лицензионного участка, составляющей более 300 кв. км, ранее были проведены полевые региональные геологоразведочные работы, в частности, магнитометрические и гравиметрические съемки в масштабе 1 : 200 000 и 1 : 500 000, сейсморазведка методом общей глубинной точки морского участка с получением данных о 7300 пог. км профилей. Глубина залегания пластов было оценена в 3000-3500 м. Основные риски связаны с фильтрационно-емкостными свойствами перспективных резервуаров.

На первом этапе были проведены опытно-промышленные работы, по результатам которых получены некоторые данные, позволяющие говорить об участке как о перспективном. На всей его площади описаны благоприятные условия для формирования залежей углеводородного сырья. Анализ показал значительные площади и амплитуды перспективных объектов, высокую вероятность наличия коллекторов и покрышек. Район был максимально геолого-геофизически изучен, доказана его нефтеносность. Средняя толщина осадочного чехла достигает 9 км.

Основные перспективные комплексы залегают на доступных для бурения глубинах. На площади области картируется система валообразных поднятий, являющихся перспективными для поиска крупных месторождений Ув.

Предпосылки нефтегазоносности — большая мощность осадочного чехла, наличие проницаемых резервуаров, покрышек и устойчивое погружение территории области на поздних этапах геологической истории. в пределах выявленных крупных структур возможно формирование газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей. Нефтегазоматеринские толщи — с большим содержанием органического вещества сопрапелевого типа.Было пробурено четыре глубокие скважины. При испытаниях зафиксированы газопроявления. Дебит газа при испытаниях составил 1900 тыс. куб. м в сутки. Суммарные прогнозные ресурсы по выявленным перспективным участкам составляют: по категории8 Д1 газ — 600 млрд куб. м, конденсат — 250 млн куб. м, нефть — 320 млн тонн.в рамках второго этапа — поисково-оценочных работ — на участке была проведена сейсморазведка в размерностях 2D для 6300 пог. км и 3D на площади в 4600 кв. км. в качестве приоритетных для освоения выбран ряд локальных поднятий, основные объекты — терригенные резервуары.

Пробурены семь оценочных скважин, расположенных на всех перспективных структурах, подготовленных для оценочного бурения. По основным объектам нефтегазоматеринских пород выполнен комплекс геофизических и гидродинамических исследований. По результатам ГиС и испытаний открыто газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой, возможно, приуроченное к единому нефтегазовому комплексу. в соответствии с проектом пробной эксплуатации скважин выполнен ряд геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований глубинных проб. По данным испытаний скважин No 2, 3, 5 и 6, получен промышленный приток газа и нефти. Средний дебит газа — 1800 тыс. куб. м в сутки, нефти — 480 тонн в сутки. По скважинам No 1 и 7 получен незначительный приток, связанный с отсутствием зон распространения коллекторов с пористостью выше 6 % по всему разрезу.Также был выполнен оперативный подсчет запасов. По оперативным геологическим данным, выделяется шесть локальных структур с разной амплитудой, вероятно, гидродинамически связанных между собой, предположительно с единым водонефтяным контактом на отметке 4200 м. Месторождение по запасам относится к уникальным. все выявленные подструктуры литологически и гидродинамически не ограничены с возможным расширением по площади. По выявленной основной структуре наблюдается соответствие структурных планов до Пермских отложений (5500-6000 м) с уменьшением амплитуды выше по разрезу до Меловых. По варианту, рассчитанному с наиболее вероятными значениями параметров, суммарная оценка предполагаемых геологических запасов газа и нефти (С1 и С2) составляет 348 млн тонн нефти, 640 млн тонн конденсата и 1100 млрд куб. м природного газа.

Технологии добычи

Особенностью всех морских месторождений является отсутствие возможности проводить опытную эксплуатацию скважин. Шельфом называют подводную окраину материка с таким же геологическим строением, как у суши, и границей его является бровка — резкий перепад глубины. Для таких месторождений используют плавучие платформы и буровые установки, а если глубина небольшая — просто высокие сваи, с которых ведется бурение. Для добычи углеводородов на морских месторождениях существуют плавучие буровые установки — специальные платформы, в основном трех видов: гравитационного типа, полупогружные и самоподъемные. Самоподъемные платформы представляют собой плавучие понтоны, в центре которых установлена буровая вышка, а по углам колонны-опоры. На месте бурения колонны опускаются на дно и углубляются в грунт, а платформа поднимается над водой.

Рисунок 3. Оценочные неизведанные запасы нефти и газа Арктики

Такие платформы могут быть огромными — с жилыми помещениями для рабочих и экипажа, вертолетной площадкой, собственной электростанцией. Но используют их на небольших глубинах, и устойчивость зависит от того, какой грунт на дне моря. Полупогружные платформы используют на больших глубинах. Платформы не поднимаются над водой, а плавают над местом бурения, удерживаемые тяжелыми якорями. Буровые платформы гравитационного типа наиболее устойчивы, так как имеют мощное бетонное основание, опирающееся о морское дно. в это основание встроены колонны для бурения скважин, резервуары для хранения добытого сырья и трубопроводы, а поверх основания располагается буровая вышка. На таких платформах могут жить десятки и даже сотни рабочих. Подводный добычной комплекс (ПДК) с несколькими скважинами внешне напоминает паука, телом которого является манифольд.

Манифольд — это элемент нефтегазовой арматуры, который представляет собой несколько трубопроводов, обычно закрепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме. На манифольде собираются углеводороды, добытые на нескольких скважинах. Оборудование, которое установлено над скважиной и управляет ее работой, называется фонтанной арматурой, а в зарубежной литературе ее называют Christmas tree (или X-tree) — «рождественской елкой».

Несколько таких «рождественских елок» могут быть объединены и закреплены одним темплетом (донной плитой), как яйца в корзинке для яиц. Также на ПДК устанавливаются системы контроля. По сложности подводные комплексы могут варьироваться от отдельной скважины до нескольких скважин в темплете или сгруппированных около манифольда. Продукция со скважин может транспортироваться либо на морское технологическое судно, где производятся дополнительные технологические процессы, либо сразу на берег, если до берега недалеко.

Сегодня лидеры нефтегазовой промышленности все чаще обращают свое внимание на добычу углеводородов на арктическом шельфе. Суровые климатические условия вносят свои коррективы в используемые для добычи технологии. Многие месторождения настолько уникальны, что требуют существенной доработки оборудования и методов добычи. Особую сложность бурения на арктическом шельфе предопределяет ряд особенностей. Прежде всего, это ледовая обстановка.

Неуправляемое перемещение ледовых масс создает опасность для стандартных типов платформ — их может попросту раздавить. Кроме этого, лед сильно ограничивает время, отпущенное на бурение, одновременно с этим обнаружение протечек и их своевременное устранение становится особенно затруднительным. Еще одной уникальной природной особенностью региона являются стамухи — ледяные глыбы, пронизывающие дно океана на небольших глубинах, способные буквально пропарывать подводные коммуникации. Таким образом, при обустройстве месторождений необходимо обращать внимание на глубину залегания трубопровода. Для защиты коммуникаций используется заглубление трубопроводов и их защита бетонными блоками. Одной из проблем при освоении Арктики являются гидролакколиты (вспучивания, образовавшиеся в зоне вечной мерзлоты, ядро которых состоит либо из сплошной линзы льда либо из переслоенного льдом мерзлого грунта высотой до 25-40 м и более). Они представляют большую опасность, так как быстро растут и видоизменяются.

Рыхлые породы морского дна обычно сильно обводнены. При бурении в таких породах для обеспечения сохранности керна и устойчивости стенок скважин приходится использовать специальные технические средства и осуществлять технологические мероприятия, требующие дополнительных материальных затрат и удовлетворяющие жестким требованиям охраны окружающей среды от загрязнения.Неразвитая инфраструктура — еще одна сложность при освоении ресурсов в Арктике.

Рисунок 4. Оценка ресурсов Арктики

Разработка новых месторождений с нуля — занятие очень дорогостоящее и подверженное существенным экологическим рискам. Для Арктики потребуется специальное оборудование (в частности, специальные танкеры и ледоколы). При этом подведение протяженных коммуникаций, снабжение и логистика осложняются суровыми климатическими условиями.

Рисунок 5. Привлекательность стран с точки зрения использования возможностей для освоения арктических регионов

Морская нефтегазодобыча опасна тем, что даже при высокой надежности всех звеньев технологических цепочек последствия от единичной аварии могут быть очень тяжелыми из-за крупных масштабов объектов (морских платформ, танкеров, перекачивающих станций) и их удаленности от спасательных служб. в теплых морях последствия аварийных разливов преодолеваются сравнительно быстро, что, например, показал опыт групповой аварии танкеров и сухогрузов в Керченском проливе осенью 2007 года. в Арктике загрязняющие вещества будут сохраняться длительное время, депонироваться в ледяном покрове, а возможности ликвидации крайне ограничены.

Данные геологоразведки

На основании оперативных данных геологических исследований был выполнен проект доразведки месторождения. в плане геолого-разведочных работ предложено в течение следующих пяти лет выполнить детальные сейсморазведочные работы на 360 кв. км с целью утончения зон распространения северо-восточных крыльев залегания нефтяной оторочки, с переинтерпретацией ранее существовавших материалов по новым принятым параметрам.

Запланировано бурение четырех разведочных скважин на крыльях структур с отбором керна по основным нефтегазосодержащим горизонтам. Помимо этого, в результате проведенных на месторождении работ был предложен ряд рекомендаций по реализации научно-исследовательских программ, направленных на получение необходимых данных для проектирования и реализации сайклинг-процесса9, определения оптимальных режимов скважин, уточнение продуктивных характеристик нефтяной части залежи, динамики конденсатного фактора и изменения продуктивности скважин газоконденсатной части при падении пластового давления.в рамках доразведки месторождения был выполнен весь объем детальных сейсморазведочных работ и построена 3D-модель, выполнены новые структурные построения на основе переработки и переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет.

Разведочные скважины пробурены на разных участках краевых частей залежи. На месторождении выделено три подсчетных объекта. Газовая часть разделена на два объекта (I) и (II), а нефтяная оторочка выделена в отдельный объект (III). Причем пластовый газ по фактическим размерам характеризуется очень высоким содержанием конденсата — от 380 г/м3в верхней части до 740 г/м3и более в подошвенной части залежи. По оценкам, полученным в ходе проведения работ, пластовый газ содержит повышенное количество сероводорода — 3,4 %.

Плотность дегазированной нефти оценена в 840 км/м3. Нефть сернистая, смолистая, характеризуется газовым фактором 600 м3/т. По результатам геологоразведочных работ часть запасов нефти категории C2 была переведена в категорию C1. Кроме того, по нефтяной залежи геологические запасы по сумме категорий C1 и C2 увеличились. Таким образом, по актуальным данным, общая оценка начальных геологических запасов месторождения составила: газа — 1470 млрд куб. м, конденсата — 870 млн тонн, нефти — 580 млн тонн, растворенного газа — 408 млрд куб. м.Помимо подтвержденных запасов, было выявлено возможное наличие нефтегазовых залежей в нижних отложениях, связанных с соответствием структурных планов. вероятность открытия новых залежей углеводородов с промышленным притоком оценивается в 60 %.

Таблица 1.

Капитальные и операционные затраты по проекту

Перспективы разработки и обустройства Геолого-геофизическая изученность и высокий ресурсный потенциал позволяют на данном этапе формулировать стратегию дальнейшей разработки и обустройства месторождения. Объем ГРР выполнен в необходимых количествах и не требует дополнительных инвестиций. Основная задача изучения залежи — уточнение на ранних стадиях эксплуатации коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, выяснение динамики поведения газоконденсатной залежи в зависимости от падения пластового давления.

Месторождение обладает рядом особенностей, позволяющих рассматривать различные сценарии его разработки. Прежде всего, это наличие одновременно трех объектов: объект III, нефтяная оторочка, и объект II, газоконденсатная часть, представляют собой жидкие углеводороды, в то время как объект I — газ. Здесь должен быть решен вопрос об очередности их разработки. От этого решения будет зависеть план инвестиций в инфраструктуру месторождения, затрагивающий строительство платформ, трубопроводов, завода по сжижению природного газа и т. п. Помимо этого, месторождение располагается на разных глубинах, что позволяет использовать одновременно и насыпные острова, и плавучие платформы для разбуривания объектов.

.2 Анализ компании

ОАО «Сибирская нефтяная компания» было образовано в 1995 году. Учредителем общества выступило государство, передав в уставной капитал холдинга государственные пакеты акций крупнейших нефтяных предприятий страны: ОАО «Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Ноябрьскнефтегазгеофизика», ОАО «Омский нефтеперерабатывающий завод» и ОАО «Омскнефтепродукт». в целях развития рыночной экономики правительством РФ реализован план приватизации «Сибнефти». в 1996 году частные инвесторы приобрели на аукционах 49 % акционерного капитала «Сибнефти». в 1997 году в рамках правительственной программы «Акции за кредиты» на аукционе по продаже государственной доли «Сибнефти» победила «Финансовая нефтяная компания».

Хорошая ресурсная база, эффективные мощности по переработке сырья и профессиональное руководство определили высокие темпы развития компании. Руководство «Сибнефти» проделало значительную работу по модернизации производства, внедрению современных технологий и оптимизации бизнес-процессов. Благодаря реализации активной политики по наращиванию активов была значительно расширена география добычи (Томская, Омская области) и сбытовая сеть в регионах России (Свердловской, Тюменской областях, Красноярском крае, Санкт-Петербурге и Москве). Среди крупнейших приобретений компании в этот период — покупка 49,9 % акций ОАО «НГК ”Славнефть”», ведущей добычу нефти и газа на территории Западной Сибири и Красноярского краяв 2005 году контрольный пакет акций ОАО «Сибнефть» (75,68 %) приобретен группой «Газпром». 13 мая 2006 года компания была переименована в открытое акционерное общество «Газпром нефть».

На первый план в развитии компании вышли стратегические задачи по завоеванию позиций глобальной компании, обладающей регионально диверсифицированным пакетом активов по всей цепочке создания стоимости. в том же году «Газпром нефть» вышла на розничный рынок Средней Азии, учредив дочернее общество «Газпром нефть Азия», реализующее нефтепродукты компании в Кыргызстане, Таджикистане и Казахстане. в этом же году компания впервые приняла участие в международных проектах государственного значения, выступив в качестве акционера проекта по строительству трансбалканского нефтепровода Бургас — Александруполис в партнерстве с ОАО «НК ”Роснефть”» и ОАО «АК ”Транснефть”».в 2007 году в структуре компании созданы бизнес-единицы по отдельным направлениям деятельности: «Газпромнефть Марин Бункер», «Газпромнефть — смазочные материалы» и «Газпромнефть-Аэро». в целях дальнейшего расширения ресурсной базы в декабре 2007 года «Газпром нефть» приобрела 50 % акций компании «Томскнефть» (вНК), осуществляющей добычу нефти и аза на территории Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа. 2008 году ОАО «Газпром нефть», ОАО «Роснефть», ОАО «лУКОЙл», «ТНК-вР» и ОАО «Сургутнефтегаз» подписали Меморандум о взаимопонимании, который предусматривает сотрудничество и совместное участие в проектах в венесуэле и на Кубе в рамках Национального нефтяного консорциума. в 2009 году «Газпром нефть» наращивает ресурсную базу и мощности по переработке нефти за счет приобретения новых активов: компании «Нефтяная индустрия Сербии» (NIS) и контрольного пакета акций Sibir Energy, увеличив долю владения Московским нефтеперерабатывающим заводом и олучив доступ к разработке Салымских месторождений. в апреле 2009 года компания закрыла сделку по приобретению у hevron Global Energy завода по производству масел и смазок Chevron Italia S.p.A. в городе Бари (италия). Значительным событием в жизни компании становится запуск масштабной программы ребрендинга сети АЗС «Газпромнефть».

В 2010-2011 годах «Газпром нефть» активно расширяет свое присутствие на глобальном нефтегазовом рынке. Компания продолжила выход на новые топливные рынки за пределами России — была приобретена розничная сеть из 20 АЗС и 9 земельных участков в Казахстане. Компания увеличивала и свое присутствие на российском рынке, став участником проекта по разработке перспективных месторождений на севере ЯНАО. «Газпром нефть» существенно увеличила производственные показатели за счет повышения эффективности разработки существующих месторождений и приобретения новых активов. Компания выкупила 5,15 % акций сербской NIS, доведя свою долю в ней до 56,15 %, стала единственным акционером Sibir Energy и приобрела первые активы в Оренбургской области: Царичанское и Капитоновское месторождения, а также восточную часть Оренбургского месторождения. Было начато бурение на месторождении Бадра в ираке. Компания наладила на своих НПЗ выпуск топлив четвертого экологического класса, запустила в продажу через собственную сеть АЗС новое моторное топливо премиум-класса под брендом G-Drive. За счет выхода на рынок Южного федерального округа России была расширена география присутствия АЗС «Газпромнефть»

«Газпром нефть» занимает лидирующие позиции в России по темпам роста добычи углеводородного сырья и переработки нефтепродуктов, а также лидирует по ряду показателей эффективности. Компания начала добычу нефти в рамках опытно-промышленной эксплуатации крупных новых месторождений на севере ЯНАО — Восточно-Мессояхского и Новопортовского. введена в промышленную эксплуатацию первая очередь Самбургского НГКМ, принадлежащего российско-итальянской компании «СеверЭнергия» c 25%-ной долей участия «Газпром нефти». Продолжилось формирование и развитие нового добывающего кластера в Оренбургской области. Также компания вошла в новые проекты по разведке и разработке запасов углеводородов на территории Ирака. Московский НПЗ перешел на производство автомобильных бензинов четвертого экологического класса, на Омском НПЗ начато производство бензинов классов «евро-4» и «евро-5», а также дизтоплива класса «евро-5». Компания «Газпром нефть» приступила к развитию сбытовой сети под брендом «Газпром нефть» на территории Украины, а также в европе (Сербии и Румынии) — под брендом GAZPROM.«Газпром нефть» входит в четверку лидеров по общему объему добычи углеводородов среди российских компаний. в 2012 году компания стала лидером по темпам роста добычи среди крупнейших нефтяных компаний России, достигнув годового показателя в 59,7 млн тонн н. э.4, что на 4,3 % больше уровня предыдущего года.Для создания условий развития после 2020 года усилия компании в области добычи будут сосредоточены на формировании новых источников роста бизнеса, эффективной разработке зрелой ресурсной базы и обеспечении максимального возврата на инвестиции по новым проектам. «Газпром нефть» предполагает поддерживать добычу на уровне 100 млн тонн н. э. в год, а также сохранить текущий уровень обеспеченности запасами, который в настоящее время составляет порядка 20 лет. С учетом планов по добыче это потребует от компании увеличения запасов на дополнительные 1,2-1,7 млрд тонн н. э.в период до 2025 года приоритетами «Газпром нефти» в сегменте добычи также остаются сохранение лидирующих позиций при реализации проектов на севере ЯНАО, работа на шельфе, вовлечение нетрадиционных запасов за счет применения передовых технологий и активное развитие за рубежом.

В сегменте переработки приоритетом компании является лидерство в операционной эффективности и реализации проектов по модернизации перерабатывающих активов. К 2020 году глубина переработки должна достигнуть 95 %. При неизменном объеме переработки за счет внедрения вторичных процессов планируется увеличить выпуск моторного топлива на 17 %. Компания практически прекратит выпуск мазута. Уже сейчас «Газпром нефть» одной из первых в отрасли перевела свои заводы на выпуск моторного топлива, соответствующего экологическим классам «евро-4» и «евро-5». После глубокой модернизации мощности российских НПЗ компании достигнут мирового уровня по показателям технологической оснащенности.Основная задача «Газпром нефти» в сфере сбыта нефтепродуктов — реализация 100 % объемов всей производимой продукции через собственные каналы продаж для максимального покрытия цепочки создания стоимости. При этом предполагается возможность использовать франшизу для тиражирования существующих в компании успешных бизнес-моделей, а также максимальное коммерческое присутствие на рынках деятельности ключевых клиентов. Целевым показателем 2025 года для сети АЗС в РФ и СНГ является розничная продажа 15 млн тонн топлива. На рынках авиатопливо обеспечения, бункеровки и реализации битумных материалов компания будет стремиться занимать до 30 %.«Газпром нефть» будет активно развиваться на международном рынке, планируя добывать за пределами России не менее 10 % от общего объема добычи нефти. Приоритетными регионами для компании останутся Ближний восток, Западная Африка, страны Балканского региона, латинская Америка и Северная Африка. Рассматривая возможность доступа компании к зарубежным нефтеперерабатывающим мощностям, «Газпром нефть» в первую очередь будет изучать рынки Европы и Юго-восточной Азии.

.3 Разработка механизма

Эффективность прогнозирования, поисков и разведки скоплений углеводородов (УВ) может быть существенно повышена в результате использования технологий геохимических поисков месторождений нефти и газа (ГПНГ). Особо важное значение, эти методы приобретают в малоизученных и труднодоступных районах со сложными климатическими условиями, где разрешающая способность традиционных геолого-геофизических исследований на нефть и газ недостаточно высока. Современные теоретические основы нефтегазопоисковой геохимии базируются, с одной стороны, на явлениях парагенезиса зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры и связанных с ними процессом субвертикального массопереноса вещества и энергии из скоплений УВ, а с другой — на теорию формирования геохимических полей нефтяных и газовых месторождений.

Внедрение компьютерных технологий в производсто ГПНГ в СССР начиналось с разработок ВНИИгеосистем в 1972 г. (Петухов А.В. и др.,1972) и нашло свое продолжение в работах Петухова А.В.,Ванюшина В.А.,Сиротюка В.А. и др.(1976-1993 гг.), в которых нашли отражения фундаментальные исследования в области обработки и интерпретации геохимической информации и разработаны методические рекомендации по компьютеризации всего камерального процесса ГПНГ.

В настоящее время методы геохимических поисков месторождений нефти и газа перетерпели существенные качественные изменения, вызванные внедрением в производство новой более чувствительной химико-аналитической аппаратуры. Спектр определяемых УВ расширился от С1-С5 до С1-С25, а чувствительность определений геохимических компонентов увеличилась с n х 10-4 до n х 10-6-10-9. Прогрессивные изменения произошли и в современных компьютерных технологиях: появилась новые программно-вычислительные комплексы, решающие задачи по интерпретации геохимической информации на более высоком уровне.

В практике поисков месторождений нефти и газа типичной является ситуация, когда по геохимическим параметрам известного месторождения необходимо осуществить оценку нефтегазоносности на сопредельных поисковых площадях. Одним из таких примеров применения компьютерных технологий при интерпретации геохимических данных при ГПНГ может служить нефтегазоконденсатное месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе. Фактической основой для прогнозной оценки служили значения содержаний геохимических показателей Не, Н2, N2, CO2, С7 — С24 в 22 пробах эталонного месторождения и в 540 пробах, отобранных в приповерхностных отложениях из скважин (глубиной 1-2 метра) на территории поисковых площадей. Формально задачу настоящего исследования можно сформулировать следующим образом: используя групповой спектр и уровень значений концентраций геохимических компонентов в пробах месторождения в качестве эталона, выявить на поисковых площадях области, максимально «схожие» с параметрами эталона. При этом геохимические параметры эталона могут включать, как результаты аналитических исследований пластовых проб скоплений УВ, так и проб приповерхностных отложений или донных осадков. Для простоты изложения в дальнейшем будем понимать под термином «эталон» — пробы, характеризующие месторождения, а под термином «экзамен» — пробы, соответствующие территории поисковых площадей.

Принятие решения о разработке нефтегазового месторождения имени Перельмана Иванова в восточно-Сибирском море стало одной из самых сложных задач для компании за последние несколько лет. Величина запасов на участке обещала большие перспективы по увеличению объемов добычи, но сложности и вызовы, связанные с географическими и климатическими особенностями региона, были на грани непреодолимых. Самые большие проблемы могли заключаться в невозможности получить подробную и достоверную информацию о месторождении. При том, что геологоразведка показывала значительные запасы на месторождении, проведение опытной эксплуатации на шельфе неосуществимо.

Ледовая обстановка и удаленность участка от всей возможной инфраструктуры также вносили свои коррективы. Разработчики понимали, что придется тщательно просчитывать проект и рассматривать различные сценарии, в противном случае компания рискует потратить огромные ресурсы впустую. Разработчики осознавали огромную ответственность, которую накладывалась на них задача.

При разработке проекта ему необходимо уделить особое внимание безопасности будущей добычи. Он понимал, что риск утечки углеводородов в Арктике на порядок превосходит риски при разработке месторождений других типов. Во-первых, обнаружить утечку подо льдом гораздо сложнее, чем на суше или на открытой воде. Во-вторых, локализация и устранение утечек также существенно осложнялись наличием на поверхности воды ледяного покрова. В-третьих, необычайная хрупкость экосистемы Арктики означала, что любая авария грозит обернуться настоящей катастрофой. Все это требовало создания очень надежной системы — не может быть допущено ни одной ошибки.

Перед разработчиками предстали следующие задачи:

• Определить стратегию добычи на ближайшие 10 лет. Стоит ли добывать газ, газовый конденсат и нефть одновременно или сфокусироваться только на газе? Какие технологии добычи использовать?

• Создать технологический план проекта. Какое оборудование будет использоваться? Как транспортировать сырье с месторождения на сушу? и т.п.

• Описать необходимую инфраструктуру. Где должен находиться завод по сжижению природного газа? Как провести трубопроводы? Нужны ли танкерные перевозки?

• Определить рынки сбыта. есть ли этот рынок? Какой спрос ожидается в среднесрочной и долгосрочной перспективе? По какой цене можно будет продавать газ? С кем придется конкурировать?

• Разработать высокоуровневую бизнес-стратегию месторождения. Провести анализ основных экономических характеристик: стоимости, границ эффективности.

• Оценить организационный потенциал проекта. Какие потребуются компетенции для его реализации и где их взять?

Увеличение коэффициента извлечения конденсата с помощью сайклинг-процесса на месторождениях.

Известно, что на отечественных месторождениях разработка газоконденсатных залежей осуществляется в режиме истощения пластовой энергии. Такой режим ведет к потере определенных, нередко значительных, объемов углеводородного конденсата, поскольку растворенный в пластовом газе газоконденсатных залежей углеводородный конденсат при снижении пластового давления выпадает из газовой фазы.

Осаждаясь в пласте, он становится полностью или частично неподвижным. На современном уровне развития нефтегазовой отрасли при разработке газоконденсатных залежей со значительным содержанием конденсата в пластовом газе целесообразно и возможно, с целью повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК), осуществлять поддержание пластового давления.

Для нефтяных месторождений основным способом поддержания пластового давления является закачка воды. Опыт же разработки при естественном водонапорном режиме газовых месторождений с неоднородными по коллекторским свойствам пластами показывает, что имеют место невысокие коэффициенты газоотдачи (до 50% и менее).

Поэтому при заводнении газоконденсатной залежи возможны значительные потери газа в пласте. Кроме этого, при заводнении теряется не просто газ, а газ вместе с конденсатом.

Альтернативой заводнению является сайклинг-процесс. Сайклинг-процесс — это способ разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт. Поддержание пластового давления препятствует происходящему вследствие ретроградной конденсации выделению в продуктивном горизонте из пластового газа высококипящих углеводородов, образующих газовый конденсат (который в противном случае является практически потерянным).

САЙКЛИНГ-ПРОЦЕСС (а. cycling process; н. Cyklingprozeß; ф. procede par recirculation; и. recirculacion de gas) — способ разработки газоконденсатных месторождений <#»908474.files/image007.jpg»>

Рисунок 5. Влияние проницаемости на КИК при разработке газоконденсатных месторождений 1-режим истощения, 2- сайклинг-процесс

3. Направления совершенствования механизма принятия решений при освоении проекта месторождение имени Перельмана-Иванова

.1. Технология прогнозирования залежей нефти и газа на основе комплекса дистанционных методов

Применительно к условиям исследуемого региона разработана и предложена к использованию технология прогнозирования залежей УВ. Она включает в себя комплекс аэрогеофизической аппаратуры и методику проведения полевых работ, технические средства и программно-математическое обеспечение по обработке и интерпретации геофизических материалов, комплекс геолого-геофизических поисковых критериев залежей УВ, методические приемы и последовательность интерпретации космических, геофизических и топографических материалов. Технология апробирована в месторождении имени Перельмана-Иванова.

Технология поиска залежей нефти и газа в суровых условиях Заполярья — весьма сложная, трудоемкая и дорогостоящая процедура, требующая длительного времени и больших финансовых затрат. Поэтому повышение эффективности поиска новых месторождений, увеличение достоверности прогноза, сокращение сроков производства поисковых работ и ввода объектов в эксплуатацию является весьма актуальной геолого-экономической проблемой.

Основным геофизическим методом поиска залежей УВ была и остается сейсмическая разведка. Но практика показывает, достоверность прогноза только по материалам одного этого метода остается недостаточно высокой, особенно в случае поиска неантиклинальных и сложно построенных ловушек. Поэтому на современном этапе развития нефтегазопоисковых работ необходим более широкий комплекс методов, имеющих различную физическую основу.

Результаты исследований месторождения имени Перельмана-Иванова, полученные в процессе проведения полевых и камеральных работ в пределах исследуемого района, позволяют утверждать, на пути решения указанной проблемы возможен существенный прогресс, если включить в общую схему стадийности поисковых работ на нефть и газ комплекс дистанционных геофизических методов. Они не требуют больших финансовых затрат, отличаются высокой разрешающей способностью, мобильностью, производительностью и экологической чистотой.

Сибирский филиал, обладая современным комплексом аэрогеофизической аппаратуры и методическими приемами интерпретации физико-химичесих полей, разработал эффективную технологию прогнозирования залежей УВ на основе дистанционных геофизических методов, применительно к условиям исследуемого региона.

Основанием, на которое опирается технология прогноза по комплексу геофизических данных, является достоверно установленный эмпирический факт закономерного изменения физических свойств надпродуктивной толщи осадочного чехла под влиянием онтогенетического развития месторождений УВ [1-11].

Предлагаемая технология прогнозирования залежей УВ включает:

а) комплекс аэрогеофизической аппаратуры и методику проведения полевых работ;

б) технические средства и программно-математическое обеспечение по обработке геофизических материалов;

в) комплекс геолого-геофизических поисковых критериев залежей УВ;

г) методические приемы интерпретации космических, геофизических и топографических материалов.

Отличительной особенностью рассматриваемой технологии является широкий спектр физико-химических полей, вовлекаемый в интерпретационный процесс, что позволяет поэтапно осуществить изучение геологического разреза от фундамента до дневной поверхности. Реализация предлагаемой технологии осуществляется в два этапа:этап — зональный прогноз — посвящен раздельной, а затем комплексной интерпретации материалов дистанционного зондирования (космических спекторозональных снимков с различным разрешением) и потенциальных полей мелкого и среднего масштабов.

На данном этапе осуществляется построение и изучение:

а) тектонического каркаса обследуемой территории;

б) геолого-геофизических разрезов на основе гравимагнитного моделирования;

в) результатов дешифрирования космических снимков;

г) палеоструктур в толще осадочного чехла;

д) рельефа фундамента и его локальных осложнений (в изучаемом районе к ним приурочены все известные месторождения УВ);

е) средневолновой составляющей аномального магнитного поля (к его отрицательным значениям приурочены более 90% известных месторождений УВ).

Результатом первого этапа являются структурно-тектоническая схема и карта зонального прогноза.этап — локальный прогноз. Его особенность заключается в проведении комплексной аэрогеофизической съемки масштаба 1:100 000 на площадях, охватывающих ранее выделенные перспективные зоны. Аэроисследования выполняются на самолете Ан-2 с применением аэрокомплекса КАС-1 (разработчик — ВИРГ-Рудгеофизика). В комплекс входят :

) двухканальный квантовый магнитометр МГМ-05,

) гамма-спектрометр ГСА-99,

) газоанализаторы ДОГА-М1;

) измеритель радиационной температуры в ИК-диапазоне,

) спутниковая навигационно-геодезическая система «АБРИС-ГЕО»;

) система регистрации и оперативной обработки данных на базе двух IBM -совместимых компьютеров.

По завершении полевых работ и этапа обработки геофизических материалов, на основе раздельного анализа физико-химических полей (аномальное магнитное поле, содержания: урана, тория, калия, метана, пропана; мощность экспозиционной дозы; тепловое поле в ИК-диапазоне) осуществляется выделение локальных участков, отвечающих геофизическим поисковым критериям нефтегазоносности. С учетом вновь полученных данных уточняется структурно-тектоническая схема на площадь исследования. Затем производится формализованное суммирование трансформант физико-химических полей, отражающих плановое положение участков, отвечающих поисковым критериям нефтегазоносности.

С целью повышения достоверности прогнозных выводов дополнительно реализуется метод «распознавания образов» с применением нейронных сетей. В качестве эталонов используются месторождения УВ, расположенные в пределах изучаемой площади. На основе результатов формализованного суммирования и «распознавания образов» производится выделение локальных участков, имеющих перспективы на обнаружение залежей УВ. Дается вероятностная оценка достоверности прогнозных выводов.

Практическое применение данной технологии рассматривается не как альтернатива сейсморазведочным работам, но как опережающий эти работы этап, способствующий восстановлению стадийности поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

Основные результаты апробации сводятся к следующему:

. Месторождения УВ приурочены к зонам динамического влияния глубинных разломов, особенно к участкам повышенной проницаемости на стыках геоблоков, а также к узлам пересечений разнонаправленных тектонических нарушений.

. Плотная, разноориентированная сеть тектонических нарушений, зачастую отражающаяся в современном рельефе, свидетельствует о высокой тектонической активности территории в новейшее время, что, в свою очередь, указывает на возможность существования в осадочном чехле сложно построенных залежей УВ.

. Приуроченность всех известных месторождений УВ к локальным поднятиям гетерогенного фундамента или к их склонам в пределах западной части исследуемого участка и позволила сделать вывод о нефтегазоконтролирующей их роли.

. Система комплексной интерпретации геофизических полей, базирующаяся на компьютерных технологиях, позволила установить плановое положение 23 участков различной степени перспективности (рис).

Заметим, всего за 10 месяцев осуществлена оценка нефтегазоносности площади, охватывающей 9 000 км 2 . Этот показатель, с учетом результатов прогноза, наглядно демонстрирует высокую геологическую и экономическую эффективность рассмотренной технологии и является достаточным основанием для применения опережающих дистанционных методов при оценке нефтегазоносности слабо изученных территорий исследуемого участка.

.2 Разработка проекта

Перед разработчиками предстали следующие задачи:

Определить стратегию добычи на ближайшие 10 лет. Стоит ли добывать газ, газовый конденсат и нефть одновременно или сфокусироваться только на газе? Какие технологии добычи использовать?

• Создать технологический план проекта. Какое оборудование будет использоваться? Как транспортировать сырье с месторождения на сушу? и т.п.

• Описать необходимую инфраструктуру. Где должен находиться завод по сжижению природного газа? Как провести трубопроводы? Нужны ли танкерные перевозки?

• Определить рынки сбыта. есть ли этот рынок? Какой спрос ожидается в среднесрочной и долгосрочной перспективе? По какой цене можно будет продавать газ? С кем придется конкурировать?

• Разработать высокоуровневую бизнес-стратегию месторождения. Провести анализ основных экономических характеристик: стоимости, границ эффективности.

• Оценить организационный потенциал проекта. Какие потребуются компетенции для его реализации и где их взять?

• выявить и оценить технологические и экономические риски, разработать программу по управлению ими (технологические и экономические решения).

Итак проанализируем проект, разработаем проект и обоснуем его рентабельность. Реализация проекта позволит Газпромнефть стать первопроходцем в освоении богатых запасов на шельфе Восточно-Сибирскогоморя

Оптимально добывать все углеводороды участка

Рисунок 6. Добываемая доля общих запасов

В базовом сценарии месторождение показывает сильные экономические результаты

Рисунок 7. Схема экономические результаты проекта по базовым подсчетам

Несмотря на экстремальность условий добычи, в мире существуют практики разработки нефтяных и газовых месторождений на арктическом шельфе

Рисунок 8. Добыча нефти на арктическом шельфе

Несмотря на экстремальность условий добычи, в мире существуют практики разработки нефтяных и газовых месторождений на арктическом шельфе

Рисунок 9.Примеры добычи на арктическом шельфе

При разработке технологического плана имеет смысл опираться на удачные решения, примененные на других арктических месторождениях

Базовая схема разработки опирается на опыт платформы Приразломная

Использование существующего опыта уменьшит технологические риски

Бурение куста добывающих (многозабойных) и одной нагнетательной скважин под платформой

Сепарация и хранение нефти на платформе

Отгрузка нефти с платформы на танкеры

До строительства завода СПГ попутный газ используетсяв качестве топлива или нагнетается в скважину

Дальнейшая разработка предполагает решение аналогичное норвежскому месторождению Снѐвит

Использование нестационарной полупогружной платформы для подводного бурения новых скважин

Создание нескольких кустов скважин для добычи газа и газоконденсата

Прокладка трубопроводов (отдельно для газа и нефти с газоконденсатом) на сушу

Использование компрессорного оборудования стационарной платформы для транспортировки

При необходимости покрытия большой площади строительство ещѐ нескольких платформ

Принципиальная схема месторождения имеет следующий вид:

Рисунок 10. Принципиальная схема месторождения

Логистика проекта

Из всех вариантов транспортировки был выбран самый экономный, однако даже он предполагает создание перерабатывающих мощностей на ближайшем берегу

Рисунок 11. Логистика проекта

План освоения месторождения предполагает создание перерабатывающих мощностей для газа и конденсата на ближайшем берегу

Мощность заводов, подготавливающих газ и конденсат к транспортировке :

млн. тонн СПГ в год

.5 млн. тонн ШФЛУ

.7 млн. тонн лѐгких фракций нефти

При увеличении запасов углеводородов в месторождении возможно строительство дополнительных производственных линий с относительно низкими издержками (-20-30%)

В условиях вечной мерзлоты используются модульная схема строительства; модули устанавливаются на сваях .

Вечная мерзлота способствует повышению стоимости строительства на 50%.

Низкая среднегодовая температура увеличивает производительность завода СПГ.

В связи с необходимостью «северных» зарплат используются наименее трудоемкие технологии.

Рисунок 12. Технологии используемые в проекте

Направления сбыта проекта

Успешному сбыту продукции месторождений будет способствовать общий рост спроса на энергоресурсы, в частности СПГ, нефть и продукты переработки конденсата

До 2040 года нефть и газ не будут полностью замещены альтернативными источниками энергии

нефтегазовый месторождение риск дистанционный

Рисунок 13. Потребление первичной энергии

Ожидаемый спрос на СПГ в мире будет расти быстрее производства на существующих и строящихся мощностях

Рисунок 14. Спрос на СПГ

Наибольший вклад в рост спроса на нефть сделает увеличение количества автомобилей

Рисунок 15. Увеличение спроса на автомобили

Газовый конденсат может быть переработан в стандартные продукты для дальнейшей реализации

Рисунок 16. Переработка газового конденсата

Основными рынками сбыта нефти и СПГ с месторождения им. Перельмана-Иванова являются Китай, Япония, Южная Корея и Тайвань

Рисунок 17. Основные рынки сбыта нефти и СПГ с месторождения им. Перельмана-Иванова

Основными конкурентами в производстве СПГ являются страны Северной Америки и Ближнего Востока

Рисунок 17. Основные конкуренты проекта

Модель проекта

Из 7 возможных вариантов разработки месторождения был выбран вариант с добычей одновременно нефти, газа и конденсата из-за выигрыша за счет синергии

Разработка месторождения потребует суммарных капитальных затрат в размере 17.5 млрд. долл. и сумма приведенных денежных потоков составит 3.8 млрд. долл.

Пик капитальных затрат на проект приходится на 2019-2020год, когда необходимо завершать строительство объектов

Рисунок 19. Затраты на проект

Месторождение выйдет на пик денежных потоков только к 2025 году: 13.5 млрд. долл

Рисунок 20. Доход от проекта

Проведенный анализ чувствительности и стоимости проекта и границ его эффективности определил влияние отклонения цены газа как наибольшее

Рисунок 21. Анализ чувствительности проекта

Рассмотрение 3 сценариев развития мировой энергетики позволяет определить влияние внешних факторов на окупаемость проекта

Рисунок 22. Влияние внешних факторов на окупаемость проекта

Проект становится не рентабельным при реализации негативного сценария

Рисунок 23. Нерентабельность проекта

После определения границ эффективности проекта предложены альтернативные варианты развития: открытие завода по сжижению в Магадане или Владивостоке

Рисунок 24. Альтернативные варианты развития

Организация и риски

Ключевыми рисками проекта являются строительный, геологический и риск финансирования

Структура управления потенциальными рисками на месторождении имени Перельмана-Иванова

Рисунок 25. Карта управления рисками

Для успешного внедрения и развития стратегии управления рисками является четкий контроль и система риск менеджмента , а также высокоэффективная организационная структура

Рисунок 26. Критические риски

Благодаря принятию мер на всех объектах шансы экологической катастрофы в регионе минимальны

Рисунок 27. Меры минимизации рисков

Разработанная стратегия хеджирования рисков снизит вероятность возникновения рисков и их негативный эффект

Рисунок 28. Стратегия хеджирования рисков

Для успешной разработки месторождения имени Перельмана-Иванова необходимо привлекать внешних консультантов и специалистов, обладающих нужными компетенциями

Реализация проекта может быть разделена на 4 этапа, для каждого необходим значительные компетенции

Рисунок 29. Этапы реализации проекта

Предпосылки расчета финансово-экономической модели

В качестве предпосылок расчета использованы данные кейса и аналогичных проектов

Рисунок 30. Предпосылки расчета финансово-экономической модели

Таким образом, накопленный опыт дает основание считать, что рассмотренные компьютерные технологии могут быть успешно реализованы при геохимических поисках на нефть и газ, особенно в труднодоступных территориях со сложным геологическим строением осадочного чехла, включая акватории Арктики.

Заключение

Эффективность прогнозирования, поисков и разведки скоплений углеводородов (УВ) может быть существенно повышена в результате использования технологий геохимических поисков месторождений нефти и газа (ГПНГ). Особо важное значение, эти методы приобретают в малоизученных и труднодоступных районах со сложными климатическими условиями, где разрешающая способность традиционных геолого-геофизических исследований на нефть и газ недостаточно высока. Современные теоретические основы нефтегазопоисковой геохимии базируются, с одной стороны, на явлениях парагенезиса зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры и связанных с ними процессом субвертикального массопереноса вещества и энергии из скоплений УВ, а с другой — на теорию формирования геохимических полей нефтяных и газовых месторождений.

Внедрение компьютерных технологий в производсто ГПНГ в СССР начиналось с разработок ВНИИгеосистем в 1972 г. (Петухов А.В. и др.,1972) и нашло свое продолжение в работах Петухова А.В.,Ванюшина В.А.,Сиротюка В.А. и др.(1976-1993 гг.), в которых нашли отражения фундаментальные исследования в области обработки и интерпретации геохимической информации и разработаны методические рекомендации по компьютеризации всего камерального процесса ГПНГ.

В настоящее время методы геохимических поисков месторождений нефти и газа перетерпели существенные качественные изменения, вызванные внедрением в производство новой более чувствительной химико-аналитической аппаратуры. Спектр определяемых УВ расширился от С1-С5 до С1-С25, а чувствительность определений геохимических компонентов увеличилась с n х 10-4 до n х 10-6-10-9. Прогрессивные изменения произошли и в современных компьютерных технологиях: появилась новые программно-вычислительные комплексы, решающие задачи по интерпретации геохимической информации на более высоком уровне.

В практике поисков месторождений нефти и газа типичной является ситуация, когда по геохимическим параметрам известного месторождения необходимо осуществить оценку нефтегазоносности на сопредельных поисковых площадях. Одним из таких примеров применения компьютерных технологий при интерпретации геохимических данных при ГПНГ может служить нефтегазоконденсатное месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе. Фактической основой для прогнозной оценки служили значения содержаний геохимических показателей Не, Н2, N2, CO2, С7 — С24 в 22 пробах эталонного месторождения и в 540 пробах, отобранных в приповерхностных отложениях из скважин (глубиной 1-2 метра) на территории поисковых площадей. Формально задачу настоящего исследования можно сформулировать следующим образом: используя групповой спектр и уровень значений концентраций геохимических компонентов в пробах месторождения в качестве эталона, выявить на поисковых площадях области, максимально «схожие» с параметрами эталона. При этом геохимические параметры эталона могут включать, как результаты аналитических исследований пластовых проб скоплений УВ, так и проб приповерхностных отложений или донных осадков. Для простоты изложения в дальнейшем будем понимать под термином «эталон» — пробы, характеризующие месторождения, а под термином «экзамен» — пробы, соответствующие территории поисковых площадей.

В ходе исследования был рассмотрен механизм принятия решений при освоении проекта разработки нефтегазовых месторождений, а именно месторождение имени Перельмана-Иванова. Также были предложены пути совершенствования данного месторождения.

На первом этапе были проведены опытно-промышленные работы, по результатам которых получены некоторые данные, позволяющие говорить об участке как о перспективном. На всей его площади описаны благоприятные условия для формирования залежей углеводородного сырья. Анализ показал значительные площади и амплитуды перспективных объектов, высокую вероятность наличия коллекторов и покрышек. Район был максимально геолого-геофизически изучен, доказана его нефтеносность. Средняя толщина осадочного чехла достигает 9 км.

Основные перспективные комплексы залегают на доступных для бурения глубинах. На площади области картируется система валообразных поднятий, являющихся перспективными для поиска крупных месторождений.

Предпосылки нефтегазоносности — большая мощность осадочного чехла, наличие проницаемых резервуаров, покрышек и устойчивое погружение территории области на поздних этапах геологической истории. в пределах выявленных крупных структур возможно формирование газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей.

Было решено увеличить коэффициент извлечения конденсата с помощью сайклинг-процесса на месторождениях.

Известно, что на отечественных месторождениях разработка газоконденсатных залежей осуществляется в режиме истощения пластовой энергии. Такой режим ведет к потере определенных, нередко значительных, объемов углеводородного конденсата, поскольку растворенный в пластовом газе газоконденсатных залежей углеводородный конденсат при снижении пластового давления выпадает из газовой фазы.

Осаждаясь в пласте, он становится полностью или частично неподвижным. На современном уровне развития нефтегазовой отрасли при разработке газоконденсатных залежей со значительным содержанием конденсата в пластовом газе целесообразно и возможно, с целью повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК), осуществлять поддержание пластового давления.

Для нефтяных месторождений основным способом поддержания пластового давления является закачка воды. Опыт же разработки при естественном водонапорном режиме газовых месторождений с неоднородными по коллекторским свойствам пластами показывает, что имеют место невысокие коэффициенты газоотдачи (до 50% и менее).

Поэтому при заводнении газоконденсатной залежи возможны значительные потери газа в пласте. Кроме этого, при заводнении теряется не просто газ, а газ вместе с конденсатом.

Таким образом, накопленный опыт дает основание считать, что рассмотренные компьютерные технологии могут быть успешно реализованы при геохимических поисках на нефть и газ, особенно в труднодоступных территориях со сложным геологическим строением осадочного чехла, включая акватории Арктики.

Список использованной литературы

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 2008, 626 с.

. Сайклинг-процесс: адресная льгота // Нефтегазовая вертикаль. №15С.116-120.

. Нефтяной бум Приангарья // Нефть России. №9, 2012. — С.64-67.

. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. М.: Недра, 2009, 416 c.

.Мулявин С.Ф. Научно-методическое обоснование разработки малых залежей нефти и газа/ С.Ф. Мулявин, А.Н. Лапердин, А.В.Бяков., Н.И.Зуева,М.В.Кравцова,

. А.С.Лебедев, А.Н.Юдаков. г. Санкт-Петербург: Издательство«Недра», типография «Полипресс», 2012. -300 с.

. Р.И. Вяхирев «Теория и опыт добычи газа».

. А.Г. Дурмишьян «Газоконденсатные месторождения».

. А.И. Гриценко В.А. Николаев Р.М. Тер-Саркисов «Компонентоодача пласта при разработке газоконденсатных залежей».

. Р.О. Самсонов, Д.В . Люгай, В.А. Николаев ( ВНИИГАЗ) «Трудноизвлекаемые запасы жидких углеводородов: про6лемы освоения».

. Габриэлянц Г.А., Аракелян В.А., Шумихин Е.В., Пороскун В.И., Подсистема «Нефть и газ прогноз, поиски, разведка»: Тр Всесоюзного совещания. — М., 2009.- С. 45-47

. Габриэлянц Г.А., Иванов Г. Н., Пороскун В.И. Опыт разведки и подсчета запасов Астраханского месторождения //Геология нефти и газа.- 2008. №12.-С. 5-10

. М.Габриэлянц Г.А., Литвиненко А.П., Пороскун В.И. Значение детализацион-ной сейсморазведки при оценке запасов Астраханского месторождения //Геология нефти и газа. 2007. — №9.- С. 1-5

. Гаврилова Т.А., Червинская К.Р. Извлечение и структурирование знаний для экспертных систем. М.:Радио и связь, 2012.-200 с.

. Геологический словарь. М.: Недра, 2003. — 308 с.

. Геометризация месторождений полезных ископаемых. / Под ред. В.А.Букринского и др./. М.: Недра, 2007. — 156 с.

. Глумов И.Ф., Григорьев М.Н. Информационное обеспечение недропользования на шельфе Баренцева и Карского морей//Разведка и охрана недр. -1998. -№4-5.-С. 33-39

. Гнеденко Л.С., Пороскун В.И., Фуремс Е.М. Диагностирующая система ДДВ для определения подготовленности месторождения к промышленному освоению // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. -2003. -№ 1.-С. 19-22

. Голубовский В. А., Кучин Е. А. ГИС «Геофизическая изученность РФ», Федеральный банк данных // Arcreview. 2000. — №3 (14). — С. 4

. Гордеев Д.И. Общие законы развития науки. Минск, 1988. — 120 с.

. Грановская P.M., Березная И.Я. Интуиция и искусственный интеллект. -Л.: изд. ЛГУ, 2011.- 272 с.

. Григорьев М. Н., Козлова О. Н., Остроумова Д.М. Пространственный анализ минерально-сырьевой базы углеводородного сырья средствами геоинформационных систем //Arcreview. 2012. — №2 (21). -С. 12

. Григорьев М.Н. Принципы и подходы многовариантного анализа минерально-сырьевой базы углеводородного сырья // Кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Научный мир, 2011. — С. 206-212

. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США.- М.: Недра, 2003.- 140 с.

. Груза В.В. Методологические проблемы геологии.- М.: Недра, 2007. 181 с.

. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. М.: Недра, 2010.-319с.

. Демин В.И, Конторович А.Э. Применение математических методов и ЭВМ при подсчете запасов нефти и газа промышленных категорий // Геология и геофизика. 2013.-N 10. — С. 17-21

. Емельянова Н. М, Пороскун В.И. Вероятностный метод подсчета и классификации запасов нефти и газа (анализ методических подходов) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004.- № 7.- С. 4-12

. Емельянова Н. М, Пороскун В.И. Интервальная оценка запасов месторождения в системах классификации запасов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. — № 11. — С. 4-9

. Зайченко В.Ю. Классификация геологической информации о недрах // Отечественная геология. 1994. -№ 12. — С. 12-16

. Зелькина О.С. Системный анализ основных категорий диалектики. Саратов, 1991.- 140 с.

. Зубков И.Ф. Проблема геологической формы движения материи . М., 1990.- 168 с.

. Иваневский Л.И. Философские вопросы геологии. М.,1989. — 105 с.

. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозорования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. М.: Недра, 1988. — 201 с.

. Информационно-аналитическая система поддержки управления развитием минерально-сырьевой базы ОАО «РОСНЕФТЬ» // Нефтяное хозяйство. -2002. -№ 10. С. 28-32 Григорьев М. Н., Козлова О. Н., Остроумова Д.М, Гудырин М.П., Бородяев Б.Г.

. Иоффин A.M. Системы поддержки принятия решений. //Мир ПК. 1993. -N5. — С.47-58

. Искуственный интеллект: В 3 кн. Справочник /под ред.Э.В.Попова/. М.: Радио и связь, 1990. — 538 с.

. Каждан А.Б. Методологические основы разведки полезных ископаемых. М.: Недра, 1974.-272 с.

. Карпушин В. 3., Саркисов В. А., Пороскун В. И. Анализ эффективности размещения скважин при разведке массивных залежей //Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. 1974. — № 12. — С. 9-16

|  |
| --- |
| [Вернуться в библиотеку по экономике и праву: учебники, дипломы, диссертации](http://учебники.информ2000.рф/index.shtml)  [Рерайт текстов и уникализация 90 %](http://учебники.информ2000.рф/rerait-diplom.shtml)  [Написание по заказу контрольных, дипломов, диссертаций. . .](http://учебники.информ2000.рф/napisat-diplom.shtml) |

|  |  |
| --- | --- |
| [**КНИЖНЫЙ МАГАЗИН**](http://учебники.информ2000.рф/chitai.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**ТОВАРЫ для ХУДОЖНИКОВ и ДИЗАЙНЕРОВ**](http://учебники.информ2000.рф/kar.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**АУДИОЛЕКЦИИ**](http://учебники.информ2000.рф/lectr.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**IT-специалисты: ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ**](http://учебники.информ2000.рф/otu.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**ФИТНЕС на ДОМУ**](http://учебники.информ2000.рф/fit1.shtml) |  |