

на стимулирование сотрудников и на использование чужой практики, которая уже дала плоды.

Литература

1. А.Ю.Юданов. Конкуренция: теория и практика. - М.: ГНОМ-ПРЕСС. - 1998. - 384 с.
2. Монден Я. «Тойота»: методы эффективного управления. Сокр. пер. с англ./ Научн. ред. А.Р.Бенедиктов, - М.: Экономика. - 1989. - 288 с.
3. Й. Хентце, А. Каммель. Минимизированное по ресурсам производство: европейский опыт. - Проблемы теории и практики управления. - 1994. - №3. - С.90-94.
4. Концепция «канала» в SKF. Стандарты и качество. -1997. -№ 2. -С.50.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

ISBN 966-7418-41-3

Масленко Ю.В., к.э.н., доц. каф. экономики и маркетинга;
Костенко Д.Т., инженер

В данной статье приводится экономическое обоснование рациональной методики решения поисково-разведочных работ на нефть и газ путём комплексирования геофизических методов.

The rational methodics of the prospecting task's solution, concerned oil and gas by means of the geophysical methods complex employment submit for the consideration in this article. The geological economic effectiveness of the approach and its advantages compared to the standard method is introduced here.

Горючие полезные ископаемые – нефть, газ, каменный уголь – издавна являются основными источниками энергии. Не утратили они своего значения и в наши дни.

Потребности промышленности Украины в этих видах сырья, особенно нефти и газа, удовлетворяются весьма неполно. Промышленность Украины в собственной добыче нефти удовлетворяется на 12%, газа – 22%, несмотря на то, что по запасам нефти Украина занимает четвертое, а газа – третье место в Европе. Уровень добычи углеводородного сырья в Украине значительно ниже, чем в других странах Европы с близкими к ней запасами. Падение уровня добычи углеводородов связано, в основном, с исчерпанием средних, легкодоступных месторождений. Их интенсивная эксплуатация за последние 25-30 лет привела к значительным потерям сырья в недрах и к преждевременному истощению за-

лежей. Ситуация усугубилась еще и тем, что начиная с 1994 года сократились ассигнования на геологоразведочные работы. Это привело к тому, что прирост разведанных запасов углеводородов не превышает их добычи и не позволяет оперативно готовить новые месторождения к промышленному освоению.

Чтобы изменить сложившуюся ситуацию в лучшую сторону, госкомгеологией Украины разработана программа региональных геологоразведочных работ на нефть и газ до 2005 года с учетом прогноза экономического развития страны. Согласно этой программе ставится задача проведения геологоразведочных работ в полном объеме с восстановлением последовательной стадийности и поэтапности работ. В связи с этим перед геологами страны ставится задача быстрой и рациональной подготовки перспективных нефтегазоносных площадей. Причем, одновременно с поисками и разведкой новых месторождений в известных нефтегазоносных районах большое значение приобретает открытие новых промышленных площадей там, где до последних лет подобные работы не проводились.

Поисково-разведочные работы должны в кратчайший срок и с наименьшими затратами последовательно решить три основных задачи:

- 1) поиск площадей, перспективных на нефть и газ;
- 2) выявление наличия полезного ископаемого;
- 3) опробование перспективных горизонтов с целью промышленной оценки месторождения в целом.

На первом этапе ведутся геолого-поисковые исследования, которые решают задачу поиска перспективных площадей их подготовки под глубокое бурение, даётся их экономическая оценка.

С целью сбалансирования геологоразведочного процесса, повышения достоверности оценки неразведанных ресурсов углеводородного сырья и морских акваторий, разрабатываемой программой определены объекты изучения, находящиеся в стратиграфическом диапазоне от докембрия до кайнозоя с глубинами залегания до 8 км.

Для решения этой задачи с наименьшими затратами используется метод геологических и экономических сопоставлений [1].

В работе исследованы два метода поисков: традиционный - выделение перспективных участков по материалам сейсмосьемочных работ, - не дающий достаточно полной информации для постановки глубокого бурения и комплекс геофизических методов (сочетание сейсмо- и гравиразведки), позволяющий с большей эффективностью проводить размещение поисковых буровых скважин.

Последний метод был опробован при проведении поисковых работ на Няхартинской и Северо-Няхартинской площади (Тазовский район, Ямало-Ненецкий автономный округ Тюменской области) [2].

Няхартинская площадь расположена в пределах Мессовского нефтегазоносного района Гыданской нефтегазоносной области.

Имеющиеся геолого – геофизические материалы по соседним месторождениям (Ямбургскому, Юрхаровскому, Находкинскому, Семаковскому, Анти-Паютинскому, Тота-Яхинскому) дают возможность выделить в разрезе ряд нефтегазоносных комплексов (неокомский и сеноманский), отличающихся глубиной залегания, характером залежей, характером распределения пластовых давлений, генезисом залежей, наличием выдержанных флюидоупоров, разделяющих залежи. В двух представленных нефтегазоносных комплексах Няхартинской площади выделяется семь объектов (в неокомском – валанжин – готеривские пласты БУ₁₀, БУ₉, БУ₈, БУ₈⁰, БУ₃₋₄, БУ₁₋₂, а в сеноманском – залежь пласта ПК₁). Для отложений неокомского нефтегазоносного комплекса предполагаются залежи по типу пластовые, сводовые, возможно, осложненные зонами литологического замещения коллекторов неколлекторами, по насыщению – газоконденсатные, в пласте БУ₈ – возможно с нефтяной оторочкой. Сеноманская залежь пласта ПК₁ ожидается сводовая, массивная, по насыщению – газовая. Ловушки – сводовые, приуроченные к низкоамплитудным антиклинальным поднятиям второго порядка с региональным литологическим экраном, то есть типичные для месторождений молодых платформ.

В пределах суши располагается только часть площади залежей, остальная часть находится в акватории Тазовской губы.

Таким образом, Няхартинское месторождение является типичным для данного района и, соответственно, методы поисков, применяемые на нем, приемлемы для поисков и разведки месторождений подобного типа в других районах с аналогичными условиями.

До последнего времени поиски залежей углеводородов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции велись на основе сейсморазведочных работ и глубокого разведочного бурения, не всегда подтверждавшего не только наличие углеводородной залежи, но и купольной структуры (особенно 2-го и более низких порядков).

На рассматриваемой площади по материалам сейсморазведки (сейсмопартия №34/84-85 Тазовской геофизической экспедиции ПГО «Ямалгеофизика») [3] было выделено две положительные структуры: Няхартинское и Северо-Няхартинское купольные поднятия, причем, если на Няхартинской площади купольная структура проявила себя по разрезу, как в сеноманском, так и в неокомском нефтегазоносном комплексе, то на Северо-Няхартинской площади она была выделена лишь в пределах сеноманского нефтегазоносного комплекса.

Первоначально проектом предусматривалось проведение четырех поисковых скважин [5]: №2 (Северо – Няхартинская площадь); проектная глубина – 1200м и №№1, 3, 4 (Няхартинская площадь) проектные глубины, соответственно, - 3300, 3400 и 3350м. На структурных картах, отстроенных по материалам сейсморазведки, были выделены ГВК и ВНК и подсчитаны ожидаемые ресурсы по категории С₃ (по суше).

Поисковые скважины проектируются по данным параметрического бурения с целью выявления залежей нефти и газа. При этом дается оценка коли-

качественных и качественных показателей. Количественные показатели – показатели, определяющие задание на строительство скважин. Качественные показатели – показатели, характеризующие экономическую эффективность работы буровой организации и степень использования материальных и трудовых ресурсов. Важнейшим качественным показателем, учитывающим все ресурсы, является стоимость проектируемых работ.

Согласно [4] предполагаемая стоимость проектируемых работ была рассчитана по формуле:

$$A_n = П * (((C_1 - Z_v) / H_1 * H + Z_v / K) + Z_{об}) * T,$$

где П – количество проектируемых скважин, шт.;

C_1 – стоимость строительства буровой скважины, ден.ед.;

Z_v – затраты, зависящие от времени бурения, ден.ед.;

H – глубина проектной буровой скважины, м.;

H_1 – глубина базовой скважины, м.;

K – коэффициент изменения скоростей,

$$K = V/V_1,$$

V – плановая коммерческая скорость, м/ст.мес.;

V_1 – коммерческая скорость по базовой скважине, м/ст.мес.;

$Z_{об}$ – затраты на обустройство, ден.ед.;

T – индекс, учитывающий инфляцию за период от даты составления проекта на скважину - аналог, до даты составления данного проекта.

Для подсчета предельных ассигнований на поисковые работы, предусмотренные данным проектом, за базовую принята скважина №Р-447 Северо-Анерьяхинской площади и №Р-106 Заполярного месторождения, как наиболее подходящие по геологическим условиям и времени производства работ (табл.1).

В 1998 г. акватория и побережье Тазовской губы были покрыты гравитационной съемкой, которая с высокой точностью подтвердила наличие Няхартинской структуры и значительно дополнила информацию о ее строении и не показала наличия купольного поднятия Северо- Няхартинской площади.

Поисковая скважина №2, пробуренная на Северо-Няхартинской площади, так же положительного результата не дала, что позволяет сделать заключение о неперспективности данной площади с точки зрения нефтегазоносности и, соответственно, о высокой степени точности проведенных гравиразведочных работ.

Стоимость проведенной гравитационной съемки составила около 24000 денежных единиц. Затраты на проведение комплекса мероприятий по бурению поисковой скважины №2 составили 11778773 денежных единиц.

Таким образом, при рациональном подходе к вопросу выбора методики поисковых работ, количество дорогостоящих проектируемых буровых скважин сводится к минимуму, что влечет за собой значительную экономию де-

Таблица 1 - Подсчет стоимости проектируемых работ

№ базовой скважины	Р - 447	Р - 106		
		1	3	4
№ проектной скважины	2			
Стоимость строительства базовой скважины (C_1), ден.ед.	1136200 2	35777870		
Затраты, зависящие от времени бурения (Z_b), ден.ед.	1598215	8491686		
Глубина проектной скважины (H), м	1200	3300	3400	3350
Глубина базовой скважины (H_1), м	1302	3200		
Коэффициент изменения скоростей (K)	1.1	1.1		
Плановая скорость (V), м/ст.м	1800	1250		
Коммерческая скорость по базовой скважине (V_1), м/ст.м	1628	1067		
Затраты на обустройство площади работ ($Z_{об}$), ден.ед.	1326969	6259945		
Индекс, учитывающий инфляцию (T)		1.0		
Сумма предельных ассигнований, ден.ед.	11778773	35858592	36711285	36284938
		115114760		

нежных средств могла составить около 11754773 денежных единиц, что составляет сумму затрат на проведение поисковой скважины №2 за вычетом затрат на гравиразведочные работы.

Применение оптимальной методики проведения поисковых работ дает следующие показатели геолого-экономической эффективности (табл.2).

Помимо того, что проведение гравитационной съемки дает возможность наиболее рационально расположить разведочные скважины, уменьшив их общее количество, и, соответственно, снизив стоимость всего проекта, данные гравиразведки позволяют оконтурить ту часть купола, которая находится под акваторией Тазовской губы, то есть позволяет выделить газовой и водонефтяной контакты и провести пересчет ожидаемых ресурсов углеводородов.

Комплексирование данных геофизических исследований (материалов сейсмической и гравитационной съемки), дало возможность получить более детальную информацию о строении геологического объекта и получить, в результате пересчета, прирост запасов около 40%.

Здесь приводится, в качестве примера, перерасчет ресурсов газа по категории С3 [6] в сеноманской залежи и ресурсов нефти в неоконских отложениях на Няхартинской площади.

Таблица 2 - Геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели поисковых работ

№	Показатели	Единица измерения	Няхартинская площадь
1	Количество проектных поисковых скважин	скв	3
2	Проектная глубина, горизонт	м	3300-3400 валанджин
3	Средняя коммерческая скорость бурения	м/см	1067
4	Суммарный метраж проектных скважин	м	10050
5	Предельные ассигнования на строительство проектной скважины	ден.ед	38371587
6	Предельная стоимость 1 м проектируемого бурения	ден.ед	11454.2
7	Общие затраты на поисковые работы	ден.ед	115114760
8	Продолжительность проектируемых работ	год	2
9	Ожидаемый прирост запасов условного топлива	тыс.тут	129785
10	Ожидаемый прирост запасов условного топлива на 1 м проходки	т.тут/м	12.91
11	Ожидаемый прирост запасов на 1 скважину	тыс.тут	43262
12	Затраты на подготовку 1 тонны условного топлива ожидаемых запасов	ден.ед	0.887

Подсчет перспективных ресурсов углеводородов проведен объемным методом.

Содержание газа в коллекторе при расчете по объемному методу [1] определяется на основе изучения геологических, физических и химических особенностей, характеризующих газовое месторождение. Этот метод базируется на данных о геологических границах распространения залежи, характере порового пространства и соответствующем пластовом давлении. Подсчет запасов производится по формуле

$$Q_g = F * h * K_n * K_g * (P_n * n - P_k) * f$$

где Q_g - геологические запасы газа, м³;
 F - площадь эффективной газоносности, км²;
 H - толщина газонасыщенной части разреза, м;
 K_n - коэффициент открытой пористости, доли единицы;
 K_g - коэффициент газонасыщенности, доли единицы;
 P_n - начальное пластовое давление, МПа;

- N - коэффициент сверхсжимаемости;
 P_k - конечное пластовое давление, МПа;
 f - поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре, определенной по формуле

$$f = (T + t_{cm}) / (T + t_{nl});$$

- здесь t_{cm} - стандартная температура на поверхности (20°C);
 t_{nl} - температура залежи, $^\circ \text{C}$;
 T - абсолютная температура, равная 273°C ;

Таблица 3 - Перспективные ресурсы газа и подсчетные параметры залежи

Пласт	ПК ₁
Категория запасов	С3
Площадь газоносности (по суше), км ²	75.4
Площадь газоносности (общая), км ²	123
Мощность, м	9.0
Коэффициент пористости	0.30
Коэффициент газонасыщенности	0.72
Начальное пластовое давление, Мпа	112
Конечное пластовое давление, Мпа	1.00
Коэффициент сверхсжимаемости	1.20
Температурная поправка	0.99
Запасы газа (по суше), млн.м ³	19358
Запасы газа (конечные), млн.м ³	31578

При подсчете запасов нефти объемный метод основан на определении объема пор продуктивного пласта, определяемого путем изучения размеров нефтеносного пласта и пористости слагающих его пород. При этом методе учитывается как общее количество нефти, заполняющей пористые пространства нефтеносных пластов, так и то, которое может быть извлечено при эксплуатации [1]. Начальные балансовые (общие) запасы нефти в залежи подсчитаны по формуле

$$Q_n = F * h * m * K_n * q * d,$$

- где Q_n - начальные балансовые запасы нефти, т;
 F - площадь нефтеносности, м²;
 h - средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м;
 m - коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород в среднем по залежи, доли единицы;

K_n - коэффициент нефтенасыщенности пород в среднем по запасам, доли единицы;

q - пересчетный коэффициент, учитывающий изменение объема пластовой нефти, при подъеме ее на поверхность, равный $1/b$ (b - объемный коэффициент пластовой нефти);

d - относительный удельный вес нефти на поверхности (при $+20^\circ\text{C}$ и 760 мм рт. ст., отнесенный к весу воды при $+4^\circ\text{C}$ и 760 мм рт. ст.).

Извлекаемые запасы нефти Q_u вычислены как произведение величины начальных запасов и коэффициента извлечения нефти K_u т. е.

$$Q_u = Q_n * K_u$$

Таблица 4 - Перспективные ресурсы нефти и растворенного газа

Пласт	БУ ₈
Категория запасов	С3
Площадь нефтеносности (по суше), км ²	29700
Площадь нефтеносности (общая), км ²	41580
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2.3
Объем нефтенасыщенных пород (по суше), тыс.м ³	68310
Объем нефтенасыщенных пород (общий), тыс.м ³	95634
Коэффициент открытой пористости	0.16
Коэффициент нефтенасыщенности	0.74
Пересчетный коэффициент	0.82
Плотность нефти, г/см ³	0.856
Балансовые запасы нефти (по суше), тыс.т	5677
Балансовые запасы нефти (по всей залежи), тыс.т	7948
Коэффициент извлечения нефти	0.15
Извлекаемые запасы нефти (по суше), тыс.т	852
Извлекаемые запасы нефти (по всей залежи), тыс.т	1193
Газосодержание нефти, м ³ /т	100
Балансовые запасы газа, растворенного в нефти (по суше), млн.м ³	567
Общие балансовые запасы газа, растворенного в нефти, млн.м ³	795
Извлекаемые запасы газа (по суше), млн.м ³	85.2
Общие извлекаемые запасы газа, млн.м ³	119

Подобный пересчет запасов проведен по всем залежам Няхартинской площади, что показало более эффективный и выгодный вариант использования гравиразведки при поисках углеводородов.

В заключении следует отметить, что гравиразведочные работы на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции до недавнего времени не проводились, и это одна из первых попыток такого рода исследований. Опробование данного метода дает положительные результаты, особенно в тех

случаях, когда залежь полностью или частично расположена в акватории моря. При применении данной методики экономия затрат составит примерно 11 млн. ден. ед.

Полученные результаты, являясь типичными для геологической отрасли в целом, наглядно демонстрируют как эффективность использования методов геофизики для решения геологических задач, так и один из вариантов применения рациональной методики проведения геологоразведочных работ. Приведенная методика характеризует необходимость и возможность широкого применения методов геофизики при решении задач поисков и разведки не только месторождений нефти и газа, но и других полезных ископаемых. Изложенный же нами конкретный комплекс геофизических методов должен получить широкое практическое применение среди геологов, занимающихся поисками углеводородного сырья в районах с геологическим строением, аналогичным Западно-Сибирскому нефтегазоносному бассейну.

Литература

1. Теория и практика разведки месторождений нефти и газа. - М.: Недра. - 1985.
2. Проект поисков залежей углеводородов на Няхартинской и Северо-Няхартинской площади в отложениях сеномана и неокома (ТюменНИИгипрогаз). - Тюмень. - 1997.
3. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Восточно - Ямбургской СП 37/94-95 и Ямбургско - Юрхаровской СП 57/94-95. - Лабитнанги. - 1996.
4. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. - М.: - 1996.
5. Методические рекомендации по размещению скважин при поисках и оконтуривании залежей нефти и газа (ВНИИГРИ). - Л.: - 1980.
6. Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. - М.: - 1987.

РОЛЬ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ЭТИКИ В СТАНОВЛЕНИИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ISBN 966-7418-41-3

Ляшенко Л.И., асс. каф. экономич. теории

Предложен системный анализ сущности, структуры и закономерностей становления хозяйственной этики как составляющего элемента социально-эко-