Актуальные проблемы экономики и права. 2019. Т. 13, № 4
Actual Problems of Economics and Law, 2019, vol. 13, No. 4

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

УДК 339.7:341.2:338.45:622(55)
JEL: F21, F53, K33, L71, N25, N55

DOI: http://dx.doi.org/10.21202/1993-047X.13.2019.4.1522-1536

Ф. ХАДАВИМОГАДДАМ[1],
М. МОСТАДЖЕРАН ГОРТАНИ[1]

[1] Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Россия

ИРАНСКИЙ НЕФТЯНОЙ КОНТРАКТ (IPC) – НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ КОНТРАКТОВ

Контактное лицо:
Хадавимогаддам Фахиме, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина
Адрес: 119991, г. Москва, просп. Ленинский, 65
E-mail: Fahimemoghaddam@mail.ru
ORCID: http://orcid.org/0000-0002-6858-5610
Researcher ID: http://www.researcherid.com/rid/C-1253-2019

Мостаджеран Гортани Масуд, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина
Адрес: 119991, г. Москва, просп. Ленинский, 65
E-mail: Mostajerang.m@gubkin.ru
ORCID: http://orcid.org/0000-0002-1444-4142
Web of Science Researcher ID: http://www.researcherid.com/rid/C-1245-2019

Цель: оценка контрактов нового поколения (*IPC*, ИНК, Иранский нефтяной контракт) в начальном секторе нефтегазовой промышленности, а также сравнение их с предшествующими контрактами иного типа, использующимися мировыми производителями в упомянутом секторе.
Методы: диалектический, сравнительный, описательный, абстрактно-логический, метод системного анализа.
Результаты: в постсанкционный период Ирана нефтяные контракты новой модели (*IPC*) становятся все более привлекательными для иностранных инвесторов. При определенных обстоятельствах у иностранных нефтяных компаний появляется возможность резервировать запасы, однако иностранные компании все равно не могут иметь нефтяные месторождения в собственности. Одним из ключевых преимуществ контрактов нового типа стала возможность интенсификации процесса развития, разведки и оптимальной эксплуатации нефтегазовых месторождений страны, повышение коэффициента извлечения нефти и газа. В статье дается общая характеристика новых нефтяных контрактов, определяются основные сферы их применения. Систематизируются ключевые проблемы, связанные с предыдущим режимом выкупа, о которых новая договорная модель либо умалчивает, либо не дает всей необходимой информации для полного понимания предлагаемого распределения рисков, такие как вопросы выкупа, коммерциализации, управления и т. д. Определяются основные преимущества новых интегрированных нефтяных контрактов, такие как возмещение затрат, более сложная ценовая структура, а также переход к модели совместного предприятия и сравнительные преимущества новых контрактов по сравнению с контрактами обратного выкупа.
Научная новизна: в статье проведен сравнительный анализ новых интегрированных нефтяных контрактов Ирана и контрактов обратного выкупа, а также систематизация ключевых преимуществ и недостатков контрактов нового типа.
Практическая значимость: результаты исследования могут быть использованы в научной и учебной деятельности высших учебных заведений, а также органами государственной власти при разработке государственной политики в области нефтедобычи и переработки.

Ключевые слова: экономика и управление народным хозяйством; иранский нефтяной контракт, нефть и газ, капитальные расходы, некапитальные расходы, договоры обратного выкупа (Buy-back), нефтяные операции, иностранные инвестиции

Конфликт интересов: авторами не заявлен.

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

Как цитировать статью: Хадавимогаддам Ф., Мостаджеран Гортани М. Иранский нефтяной контракт (IPC) – новое поколение нефтяных контрактов // Актуальные проблемы экономики и права. 2019. Т. 13, № 4. С. 1522–1536. DOI: http://dx.doi.org/10.21202/1993-047X.13.2019.4.1522-1536

F. HADAVIMOGHADDAM[1],
M. MOSTAJERAN GORTANI[1]
[1] *Russian State University for Oil and Gas named after I. M. Gubkin, Moscow, Russia*

IRAN PETROLEUM CONTRACT (IPC) – A NEW GENERATION OF OIL CONTRACTS

Contact:
Fakhime Hadavimoghaddam, post-graduate student of the Department of Oil Fields Development and Elaboration, Russian State University for Oil and Gas named after I. M. Gubkin
Address: 65 Leninskiy prospekt, 119991 Moscow
E-mail: Fahimemoghaddam@mail.ru
ORCID: http://orcid.org/0000-0002-6858-5610
Researcher ID: http://www.researcherid.com/rid/C-1253-2019

Masoud Mostajeran Gortani, post-graduate student of the Department of Oil Fields Development and Elaboration, Russian State University for Oil and Gas named after I. M. Gubkin
Address: 65 Leninskiy prospekt, 119991 Moscow
E-mail: Mostajerang.m@gubkin.ru
ORCID: http://orcid.org/0000-0002-1444-4142
Web of Science Researcher ID: http://www.researcherid.com/rid/C-1245-2019

Objective: to estimate the new generation of contracts (IPC, IOC) in the initial sector of oil industry and to compare them with previos contracts of other types used by the global producers in this sector.
Methods: dialectical, comparative, descriptive, abstract-logical, and the method of system analysis.
Results: in Iran of the post-sanctions period, the new model oil contracts (IPC) are becoming increasingly attractive to foreign investors. Under certain conditions, foreign oil company acquire the opportunity to reserve stocks, but foreign companies still cannot own oil deposits. One of the key advantages of the new contracts is the possibility to intensify development, search and optimal exploitation of oil and gas deposits, and to increase the coefficient of oil and gas extraction. The article presents a general characteristics of the new oil contracts, identifies the key spheres of their application. The key problems are systematized, related to the previous buy-back regime, which are either concealed in the new contract model, or information is insufficient for complete comprehension of the supposed risk distribution, such as the issues of buyback, commercialization, management, etc. The main advantages of the new integrated oil contracts are identified, such as: cost reimbursement, more complicated price structure, and transition to the model of a joint venture, as well as the advantages of the new contracts compared to buy-back contracts.
Scientific novelty: the article presents a comparative analysis of the new integrated oil contracts in Iran and buyback contracts, and systematizes the key advantages and disadvantages of the new contracts.
Practical significance: the research results can be used in scientific and academic activity of universities, as well as by state authorities when elaborating state policy in the sphere of oil production and processing.

Keywords: Economy and national economy management; Iranian oil contract; Oil and gas; Capital costs; Non-capital costs; Buy-back contracts; Oil operations; Foreign investments

Conflict of Interest: No conflict of interest is declared by the authors.

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

For citation: Hadavimoghaddam F., Mostajeran Gortani M. Iran petroleum contract (IPC) – a new generation of oil contracts, *Actual Problems of Economics and Law*, 2019, vol. 13, No. 4, pp. 1522–1536 (in Russ.). DOI: http://dx.doi.org/10.21202/1993-047X.13.2019.4.1522-1536

Введение

История добычи нефти в Иране превысила вековой рубеж, и вот уже более 60 лет государство считается крупным мировым производителем нефти. Экономическая зависимость Ирана от доходов, получаемых от экспорта сырой нефти и природного газа, а также повышение цен на сырую нефть в предшествующие годы привели к существенному расширению проектов развития страны. Поэтому долгосрочное планирование в нефтегазовом секторе, особенно разработок совместных месторождений, является неизбежной необходимостью, и подготовка пятилетних планов развития в целях реализации этих задач приобретает особую важность. Одним из главных вопросов здесь становится проблема инвестирования и обеспечения финансовых источников для разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, особенно совместных. Национальная иранская нефтяная компания для разработки нефтегазовых месторождений и обеспечения инвестиций и в целях расширения технических возможностей международной нефтяной или газовой компании использует нефтяные контракты, обладающие четкой правовой структурой.

Необходимо пояснить, что в начале 90-х гг. XX в. лица, отвечающие за нефтегазовую сферу страны, одним из механизмов привлечения иностранных инвестиций и финансового обеспечения нефтегазовых проектов считали заключение контрактов, называемых «контрактами обратного выкупа в начальном секторе нефтегазовой промышленности»: именно их они положили в основу своей деятельности. В соответствии с законодательными постановлениями программы развития Исламской Республики Иран привлечение инвестиций, а также разведка и разработка нефтегазовых месторождений новыми способами признается допустимой. На этих основаниях к настоящему моменту был заключен и реализован целый ряд контрактов.

Иранский нефтяной контракт (*IPC*) – это новая модель нефтегазовых месторождений, которая была недавно представлена. Контракт представляет собой комбинацию обратного выкупа (*Buy-Back*) (бывший контракт на добычу нефти в Иране) и контракта о разделе продукции (*PSC*). Иранский нефтяной контракт нового поколения относится к типу нефтегазовых контрактов, задачами которых, в частности, являются интенсификация процесса развития, разведки и оптимальной эксплуатации нефтегазовых месторождений страны, повышение коэффициента извлечения нефти и газа, добавление к внутреннему потенциалу современных мировых знаний и технологий и их адаптация, снижение расходов и развитие страны в области разведки, разработки и эксплуатации национальных месторождений, развитие нефтегазовых месторождений страны и способствование процессу интернационализации нефтяной промышленности Ирана.

Таким образом, целью данной статьи является не только исследование места контрактов нового поколения (*IPC*, ИНК, Иранский нефтяной контракт) в начальном секторе нефтегазовой промышленности, но и сравнение их с предшествующими контрактами иного типа, использующимися мировыми производителями в упомянутом секторе.

1. Иранский нефтяной контракт

Иранский нефтяной контракт нового поколения относится к типу нефтегазовых контрактов, задачами которых, в частности, являются интенсификация процесса развития, разведки и оптимальной эксплуатации нефтегазовых месторождений страны, повышение коэффициента извлечения нефти и газа, добавление к внутреннему потенциалу современных мировых знаний и технологий и их адаптация, снижение расходов и развитие страны в области разведки, разработки и эксплуатации национальных месторождений, развитие нефтегазовых месторождений страны и способствование процессу интернационализации нефтяной промышленности Ирана [1].

Эффективнее всего иранский нефтяной контракт может быть использован в трех группах нефтегазовых операций [2].

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

Первая группа. Контракты на разведку, а в случае обнаружения – разработку месторождения или запасов, а затем и его эксплуатацию в соответствии с регламентом и до времени, определенных контрактом. В рамках этой группы допускается передача разработки и эксплуатации в тесной привязке к разведке в случае обнаружения месторождения или коммерческих запасов второй стороной контракта и с учетом программ эффективного извлечения нефти и газа из недр. В подобного рода контрактах ясно определяются минимальные обязательства компаний, предлагающих операции и инвестиции в разведку, которые принимает на себя вторая сторона контракта.

Вторая группа. Контракты на разработку месторождений или разведанных запасов (*green fields*) и их дальнейшая эксплуатация в соответствии с регламентом и до времени, определенных контрактом.

Третья группа. Контракты на выполнение работ по оптимизации/увеличению извлечения запасов из действующих месторождений (*brown fields*) на основе инженерных исследований запасов с дальнейшей их эксплуатацией в соответствии с регламентом и до времени, определенных контрактом.

Таким образом, новая модель контракта включает в себя все имеющиеся и потенциальные стратегические запасы нефти и газа страны [3].

Следует признать, что с точки зрения содержания Иранский нефтяной контракт испытал на себе влияние новых иракских нефтяных контрактов, называемых «контракт с оплатой за баррель» (*fee per barrel*) [4]. За последние годы этот тип контрактов сумел привлечь целый ряд международных компаний мирового масштаба к инвестированию в иракские месторождения.

Прежняя модель нефтяных контрактов относилась к категории «контрактов обратного выкупа». Подобного рода контракты, которые в известной степени считаются сервисными с учетом низких мировых цен на нефть и нехватки внутренних ресурсов Национальной иранской нефтяной компании дали нашей стране подходящую возможность для разработки месторождений, особенно совместного месторождения «Южный Парс». Новое поколение нефтяных контрактов Ирана можно признать сервисными контрактами, ближе всего стоящими к соглашениям о совместном разделе продукции.

1.1. Что изменилось в новом поколении нефтяных контрактов Ирана

Возмещение расходов [2, pp. 1–20].

Несомненно, чаще всего критика условий обратного выкупа в договорах связана с возвратом к системе самоокупаемости. Ранее ожидалось, что иностранные нефтяные компании (далее – ИНК) будут инвестировать разработку, предполагая, что любой перерасход бюджета может быть невозвратным. Это явилось явным сдерживающим фактором для инвестиций в рискованные или сомнительные проекты, особенно в сочетании с ограниченной возможностью получения прибыли, которая мало способствовала повышению производительности (о чем будет говориться в разделе ниже). Принципы новой модели предполагают, что новый интегрированный нефтяной контракт (*IPC*) полностью устранит эти ограничения и осуществит следующие ключевые изменения:

– переход к системе полного возмещения затрат, определенных за период от пяти до семи лет (который может быть продлен, если его недостаточно для покрытия всех затрат), при этом ежегодные выплаты (как для возмещения затрат, так и для оплаты услуг) не превысят 50 % от общего годового дохода, полученного от разработки месторождения. Расширенная обязанность возмещения расходов также подкрепляется жестким обязательством возместить контрагенту затраты в полном объеме, когда соответствующая деятельность не приносит достаточного дохода, чтобы покрыть полное возмещение затрат в течение периода производства [5];

– компенсация финансовых сборов в течение вышеуказанного периода (с ограничением в виде скромной Лондонской межбанковской ставки предложения (*LIBOR*) плюс один процент), а также любых косвенных сборов, связанных с разработкой, включая налог на прибыль, таможенные пошлины и отчисления на социальное обеспечение и т. д. Это контрастирует с предыдущим опытом иностранных нефтяных компаний в Ираке, когда финансовые сборы не подлежали возмещению;

– предыдущий режим фиксированных расходов заменится на более современный процесс составления годовой программы работы и бюджета, утверждаемых комиссионно, в соответствии с процедурой, изложенной в рисунке (структура управления), которая

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

NIOC (National Iranian Oil Company) / Национальная Иранская нефтяная компания	*J.O.C (IOC/NIOC/ (affiliate))*	*J.V (IOC, Leader)*	
Подготовка всего плана для разработки и производства в целях руководства / Preparing the overall plan for elaboration and production for management – Предоставление информации, необходимой для подготовки и проведения инжиниринга / Providing information necessary for preparing and carrying out of engineering – Формирование JOC с участием дочерних компаний и/или персонала / Forming JOC with affiliates and/or personnel – Создание и членство ОАО / Creation and membership of JSC – Участие в альтернативном управлении планом с помощью АО / Participation in alternative plan management with JSC – Помощь и облегчение операций / Assistance and facilitation of operations – Утверждение программ развития/ производства / Adoption of programs for development/production – Утверждение ежегодных поправок WP & Band, необходимых изменений / Adoption of annual amendments to WP & Band and necessary changes – Утверждение основных изменений в проектах и инвестициях / Adoption of the key amendments in projects and investments – Утверждение новых инвестиционных планов + *EOR* + контрактные сборы и новый срок/период / Adoption of new investment plans + EOR + contract fees and new term/period – Возврат средств из прямых средств в денежной или натуральной форме / Return of direct funds in monetary form or in-kind – Возврат косвенных средств / Return of indirect funds – до первого производства: в рассрочку с прямыми средствами / prior to the first production: by installment with direct funds; – после первого производства: текущими средствами, с использованием производственных средств/выручки / after the first production: with current funds, with production assets/receipts – Возврат выручки от производства / Return of production receipts – Оперативный отчет о доходах от лицензии министерству нефти / Operative report on income from license to the Oil Ministry – Подтвердить компетентность специальных партнеров по *JV* / Confirm competence of JV special partners – Предоставление персонала для учебных занятий и исследований с помощью *JV* / Providing personnel for training sessions and research with JV – Утверждение продления срока действия договора или продление срока возврата остатка средств / Adopting the prolongation of the contract validity term or prolongation of the term of the remainder funds return	Техническая ответственность за все разработки и производственные операции / Technical liability for all elaborations and production operations – Реализация программ и положений *JV* / Implementation of *JV* programs and provisions – Подготовка оперативных программ / Preparing operative programs – Реализация операционных программ после утверждения *JV* / Implementation of operative programs after JV adoption – Регулярное представление отчетов о разработке и производстве / Regular submission of reports on elaboration and production – Максимальное участие иранских сторон в управленческих операциях / Maximal participation of the Iranian parties in managerial operations – Реализация программ обучения в *JV* для иранского персонала / Implementation of training programs of the Iranian personnel in JV – Подготовка годовых программ и представление бюджетов на утверждение / Preparing annual programs and submitting budgets for adoption – Предоставление программ *IOR* для *JV* и реализация уведомлений / Submitting IOR programs for adoption to JV and implementing notices – Предоставление программ *EOR* для согласия *JV* и их реализация посредством уведомления / Submitting EOR programs for adoption to JV and their implementing through notices – Закрытие скважин и очистка территории после истощения поля в течение срока / Closure of wells and purification of the territory after deposit depletion during the set period – Планирование международных операций со стороны *JOC* / Planning of international JOC operations	– Размещение на месте представления общего плана развития и производственной программы / Allocation of the overall plan for development and production program at the place of presentation – Общее руководство планом / General management of the plan – План технологической ответственности / Plan of technical liability – Ответственность за выполнение [положительных] операций / Liability for implementation of [positive] operations – Членство в ЗАО / Membership in Close Corporation – Поставка на место полной технической земельной финансовой поддержки *JOC* / Supplying the complete technical land financial support of JOC – Расчетные средства для закрытия скважин и очистки после истощения месторождения / Funds for closure and purification of wells after deposit depletion – Заявление о продлении срока действия договора, если это необходимо / Application for prolongation of the contract if necessary – Рекомендуемый период для возврата оставшихся средств в конце срока действия договора / Recommended period for repayment of funds left by the contract expiration date – Рекомендуемые программы *EOR* в отношении утверждения периода и нового ДП / Recommended EOR programs regarding the adopted period and a new contract – Определение рекомендуемой базовой линии *NIOC* для планирования *EOR* / Identification of the recommended NIOC basic line for EOR planning – Участие в операциях / Participation in operations – Максимизация иранского пакета акций / Maximization of the Iranian block of shares – Иранский контракт / Iranian contract – Занятость максимального иранского персонала / Maximal employment of the Iranian personnel – Подготовка / Preparation	– *IOC* несет полную ответственность за финансирование / IOC is fully responsible for funding – Если *IOC* несет долю *NIOC*, она станет подлежащей оплате после достижения производства / If IOC bears a share of NIOC, it becomes subject to pament after achieving production – *NIOC*: имеет право участвовать в инвестициях / NIOC is entitled to take part in investments – Специальный иранский партнер: отвечает за свою долю инвестиций / A special Iranian partner: is responsible for its share of investments

Структура управления / Structure of management

Источник: Lecture The new petroleum contract, Sharif University of Technology, November 2015.

Source: Lecture The new petroleum contract, Sharif University of Technology, November 2015.

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

предусматривает утверждение как Объединенным руководящим комитетом (*JSC*), так и Национальной иранской нефтяной компанией (*NIOC*). По-прежнему существует ряд опасений по поводу того, насколько жестко осуществляется контроль за расходами в рамках этого процесса, особенно на этапе разработки – основные положения новой контрактной модели указывают на то, что интегрированный нефтяной контракт будет содержать «минимум обязательств» к техническим и эксплуатационным требованиям к этой стадии, а также будет определять обязательства в твердой денежной сумме в долларах США при их выполнении. Принципы нового контракта указывают, что будет ограничена гибкость перерасхода средств, как только эти цифры будут утверждены в рамках комиссионного обсуждения, с предельным ограничением не более 5 % на добычу (превышение этого ограничения повлечет за собой штраф, применяемый к сборам на добычу). На этапах разведки и разработки перерасход не допускается, кроме случаев согласования этого как Объединенным руководящим комитетом (*JSC*), так и Национальной иранской нефтяной компанией (*NIOC*), если изменились объем или цель этих этапов [4].

Структура оплаты

Еще один исторически сложившийся повод для критики схемы обратного выкупа связан с его структурой вознаграждения. Оплата для подрядчика была связана с фиксированным процентом от понесенных основных затрат (до определенного предела).

Эта схема не предусматривала каких-либо дополнительных выплат в случае увеличения объемов производства и не обеспечивала какой-либо зависимости от повышения цен на нефть. Принципы новой контрактной модели указывают на то, что новый интегрированный нефтяной контракт будет предусматривать подлинную объемную структуру оплаты, которая будет действовать в течение всего срока действия контракта (до 20 лет в случае успешных разработок, ведущих к добыче, с возможным продлением срока действия еще на пять лет, когда могут быть применены методы повышения нефтеотдачи (*EOR*)) [6].

Ценовая структура оказывается более сложной, чем в иракской модели или предыдущей модели обратного выкупа, но общие положения о новом контракте не устанавливают конкретную схему (или пример), как именно цена договора будет рассчитана; следовательно, остается неопределенность, как именно будет осуществляться вознаграждение. Основываясь на предоставленной информации, мы предполагаем, что на вознаграждение подрядчика будут влиять следующие элементы:

– «предложение» иностранной нефтяной компании (ИНК) (см. пункт «Тендерная модель»). Существует также механизм «ограничения» для предотвращения непредвиденных прибылей ИНК от неожиданных скачков цен на сырье; опять же, общие положения новой контрактной модели предполагают, что этот предел будет применяться, когда плавающая средняя рыночная цена превышает рыночную цену на дату первого производства на определенный заранее процентный порог. Однако принципы не уточняют, каким будет этот процент, и (возможно, неудивительно) не указывают, будет ли аналогичное ограничение применяться для защиты ИНК в периоды низких цен (поскольку низкие цены также продлят период возмещения затрат);

– базовые сборы подлежат пересмотру по дополнительным коэффициентам за баррель/тысячу кубических футов природного газа для стимулирования разведки районов с высоким риском (от 1,0 для месторождений с низким риском до 1,5 для месторождений с высоким риском на суше/на шельфе) [7]. Специальные коэффициенты распространяются также на зрелые участки (или новые участки, к которым были применены методы повышения нефтеотдачи (*EOR*)) и предназначаются для поощрения дополнительной добычи, снова действуя как множитель объемного базового тарифа (минимум 1,2 по достижении объемов производства в 20 000 баррелей в сутки и может доходить до 1,5, когда производство увеличивается более чем на 100 000 баррелей в сутки). Общие положения не указывают, будут ли дополнительные изменения в ценовом ориентире распространяться на еще более трудных для добычи месторождениях [8];

– механизм регулировки *R*-фактора, который калибруется для корректировки цены, подлежащей уплате ИНК, на основе (1) уровня добычи на месторождении и (2) соотношения затрат к выручке. Последний расчет зависит от кратности, на которую доходы, получаемые иностранными нефтяными компаниями, превышают общие расходы, понесенные в отношении этой области добычи (при соотношении доходов к расходам < 1 получается наибольший диапазон и при соотношении доходов к расходам > 4 − наименьший). В каждом

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

диапазоне есть дополнительные уровни, которые варьируются в зависимости от суточной производительности. Можно предположить, что по мере совершенствования договорных отношений они могут снижаться по различным диапазонам (от $A1 > E4$) по мере увеличения как объемов производства, так и коэффициента восстановления;

– хотя возмещение затрат не производится, если разведка района не увенчалась успехом (т. е. подрядчик принимает на себя весь риск разведки), общие положения о новом контракте указывают на то, что участникам может быть предоставлен режим преференций при распределении смежных или последующих разведочных областей;

– без какого-либо работающего примера способ определения цены на основании различных критериев корректировки не является определенным. Общие положения новой контрактной модели предполагают, что пошлина уплачивается за каждый произведенный баррель или тысячу кубических футов природного газа, независимо от того, будет ли «стоимость» этих углеводородов распределяться на возмещение затрат (сродни иракской модели, где пошлина уплачивается за каждый произведенный баррель). Кроме того, непонятно, в каком порядке будут применяться различные корректировки (что будет применяться к базовой плате ранее – коэффициент риска или *R*-коэффициенты).

Несмотря на все эти опасения, сочетание более надежного режима возмещения затрат с переходом к объемному тарифу (вместе с дополнительными стимулами для наращивания производства) должно обеспечить гораздо более сильный стимул для инвестиций в технологии, необходимые для оптимизации производства в новых и зрелых месторождениях Ирана.

Модель совместного предприятия

Возможно, наиболее важным структурным изменением, воплощенным в новой договорной модели, является переход к модели совместного предприятия. Это обусловлено поставленной Ираном целью содействия передаче технологии и ноу-хау, в частности тех, которые необходимы для современных техник увеличения нефтедобычи (*enhanced oil recovery,* далее – *EOR*), отсутствующих в местной промышленности. Иностранные нефтяные компании обязаны быть партнером или Иранской национальной нефтяной компании, или ее дочернего предприятия путем создания структуры инкорпорированного/неинкорпорированного совместного предприятия, хотя общие положения о договоре очень скудно описывают, как будут определены доли, сроки и степень такого участия. Неясно, на каком этапе в процессе разработки может принять участие иранская сторона, и вид ее вклада (технический, финансовый или и тот и другой) [4]. Нестандартно, что принимаемые решения не зависят от интересов собственности и структуры финансирования, – ожидается, что иностранная нефтяная компания в любом случае будет финансировать как свои собственные затраты, так и затраты партнера на каждом этапе разведки, разработки и производства. Структура управления этого совместного предприятия является сложной (возможно, излишне) и варьируется в зависимости от фазы разведки/разработки следующим образом.

– В ходе разведки иностранная нефтяная компания выступает в качестве оператора и сохраняет контроль над текущими вопросами, однако контроль над рядом оперативных вопросов переходит к Объединенному комитету по разведке (*The Joint Steering Committee – JEC*), в состав которого входит равное количество членов как от иностранной нефтяной компании, так и от Иранской национальной нефтяной компании.

Все решения должны быть приняты единогласно, хотя ключевые вопросы в конечном счете решаются Иранской национальной нефтяной компанией, в том числе состав окончательных отчетов и заявлений, любые изменения в целях проекта и определение коммерциализации (которая подлежит экспертной оценке в случае несогласия с ней кого-либо из сторон − для ознакомления с более подробным анализом этого вопроса анализа обратитесь к пункту «Коммерциализация» ниже).

– В процессе разработки и производства деятельность осуществляется через совместное предприятие − подрядчика, а принятие основных решений поручается совместному руководящему Комитету с равным представительством иностранной нефтяной компании и Иранской национальной нефтяной компании и с чередованием ежегодного председательства между ними. В спорной ситуации преобладающая позиция любой стороны по данному вопросу будет принята [4]. Утверждение годового плана работы и бюджета и контроль за их исполнением относятся

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

к компетенции Совместного руководящего комитета и Иранской национальной нефтяной компании[1].

– Деятельность осуществляется совместной операционной компанией (*JOC*), принадлежащей иностранной нефтяной компании и Иранской национальной нефтяной компании и, возможно, в том числе иранским третьим лицам (точные доли участия не уточняются и должны быть установлены индивидуально). В этом случае потенциальные проблемы могут возникнуть в связи с (1) возможным несоответствием между собственностью подрядчика и совместной операционной компанией (и последующей несогласованностью их коммерческих интересов), (2) технической некомпетентностью местных компаний и (3) любых потенциальных прямых или косвенных связей с запрещенными организациями, включая организации, связанные с иранским Корпусом стражей Исламской революции (*Islamic Revolutionary Guard Corps,* далее – *IRGC*). Как и в случае создания совместного предприятия, ежегодное председательство/назначение управляющего директора чередуется между Иранской национальной нефтяной компанией/ее дочерним предприятием и назначенными иностранной нефтяной компанией лицами в равной мере (сразу назначается председатель Совета директоров из Иранской национальной нефтяной компании и управляющий директор – из иностранной нефтяной компании). Остальные члены совета являются представителями обеих сторон, причем большинство мест отдается иностранной нефтяной компании [9].

Структура управления, изложенная в новой договорной модели, является рамочной и подлежит конкретизации в модели интегрированного нефтяного контракта, только после этого можно будет делать какие-либо выводы. В настоящее время отделение принятия решений от собственности и финансирования противоречит более устоявшимся моделям договоров о совместной деятельности (*Joint Operating Agreement,* далее – *JOA*) или о разделе продукции (*Production Sharing Contract,* далее – *PSC*), которые чаще используются в отрасли. В частности, требуется больше информации о критериях, используемых для определения коммерческой выгоды: иностранные нефтяные компании обычно отказываются от некоммерческой перспективы и ожидаемо могут отказываться инвестировать сомнительные проекты без полного понимания своей коммерческой выгоды (включая право на повышение цены контракта)[2].

1.2. Области неопределенности в контракте

Хотя изменения, предложенные в новой договорной модели, действительно, затрагивают значительное число ключевых проблем, связанных с предыдущим режимом выкупа, остаются моменты, о которых новая договорная модель либо умалчивает, либо не дает всей необходимой информации для полного понимания предлагаемого распределения рисков.

Тендерная модель

Новая договорная модель практически не устанавливает критерии оценки, которые будут использоваться для отбора выигравших участников торгов. Цена за баррель по умолчанию связана с рынком, поэтому мы считаем, что основным критерием отбора может быть процент цены, предложенной иностранной компанией, в качестве их базовой платы за баррель/тысячу кубических футов природного газа для каждого тендера [10]. Учитывая, что корректирующий «фактор риска» в значительной степени предопределен и план производства согласован совместно как часть общего плана развития, неясно, как будут дифференцироваться другие участники торгов (например, по иракской модели, в которой ключевыми показателями тендера является как плата за баррель, так и другие производственные показатели). Мы сомневаемся, что компания будет отбирать кандидатов, в первую очередь исходя из технической оценки, и считаем, что должны быть и другие коммерческие критерии (например, гибкость тендерной цены в зависимости от каждой ступени изменения *R*-индекса или, возможно (по новым контрактам), жесткие финансовые обязательства на этапе разведки). Можно также ожидать, что характер этих критериев оценки будет отличаться в зависимости от характера каждой перспективы (будь то новые или старые месторождения), но в настоящий момент это не закреплено. Один из возможных вариантов

[1] Методика определения квалификации геологоразведочных, добывающих и разрабатывающих компаний нефтегазовых месторождений страны / Министр нефти Ирана // Решения Совета Министров, Коммюнике Номер: 104089, 2015.

[2] Там же.

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

заключается в том, что ряд более мелких контрактов не будет выноситься на публичные торги (отказ от тендера возможен в соответствии с местным законодательством при условии согласования с различными государственными органами).

Мы также отмечаем, что новая договорная модель не предусматривает перезаключения уже существующих договоров или каких-либо специальных условий для подрядчиков, работающих по модели обратного выкупа, что, как мы предполагаем, будет означать, что двойная система действия контрактов по принципу обратного выкупа и новых нефтяных контрактов будет существовать в течение некоторого периода времени [4].

Структура управления

Хотя принятие структуры совместного предприятия является предпочтительным по сравнению с предыдущей моделью обслуживания рисков, разграничение обязательств ИНК по финансированию от механизма собственности и голосования потенциально проблематично (особенно с учетом обязательств МОК по финансированию всей разведки и добычи вместе с *NIOC* / доля местного назначенного лица в прохождении таких этапов). Проблемы возникают в ряде областей, в частности:

– *техническая компетентность третьей стороны* − местных иранских компаний – и любые сопутствующие санкции в случае взаимодействия их с Корпусом стражей Исламской революции. На сегодняшний день нет никаких указаний на этот счет, перечень таких участников был представлен, так что участники тендера могут провести предварительную проверку и оценку технических/финансовых возможностей третьей стороны и установить, в какой степени иностранной нефтяной компании придется тянуть (в финансовом и коммерческом смысле) своих партнеров по совместному предприятию. Этот вопрос усугубляется отсутствием подробностей в новой модели договора относительно того, как должны определяться интересы собственника, а также сроков и масштабов участия Иранской национальной нефтяной компании/иной местной стороны в каждом месторождении, – неясно, в какой момент в течение цикла разработки эти стороны могут выбрать *Back-in* (право на получение возвратного процента в будущем при выполнении оговоренных в договоре условий)[3], и также нет никаких указаний, касающихся точного характера их участия (т. е. будут ли они предоставлять только техническую или финансовую помощь) [9];

– *общая структура управления* требует дополнительной детализации. В частности, на этапах разведки и разработки, иностранным нефтяным компаниям необходимо четко определить, в какой форме и кем будут приниматься решения – Объединенным комитетом по разведке (*JEC*) или Объединенным руководящим комитетом (*JSC*) и Иранской национальной нефтяной компанией (с учетом возможности задержек принятия решений). Общие положения договорной модели лишь обеспечивают правила назначения ключевых сотрудников и определяют некоторые категории решений, которые потребуют вмешательства. Например, на этапе разведки установлен неисчерпывающий перечень тем, требующих разрешения Иранской национальной нефтяной компании (включая определение рентабельности, о которой речь пойдет ниже), но это не внушает уверенности в том, что принятие текущих решений не будет отложено из-за ненужного вмешательства со стороны Объединенного комитета по разведке (*JEC*) или Объединенного руководящего комитета (*JSC*), или что партнеры по совместному предприятию не вмешаются в исполнение нефтяного контракта (помимо участия в утверждении бюджета и плана развития). Ключевой вопрос непосредственно не разрешен: а именно может ли Иранская национальная нефтяная компания или иная местная сторона заставить иностранную нефтяную компанию осуществлять деятельность, которую она не планировала осуществлять (например, применение методов увеличения нефтедобычи). Состав правления и порядок назначения председателя позволяют предположить, что это возможно, при этом двумя основными рычагами воздействия являются (1) возмещение затрат и (2) возможность передачи таких решений в арбитраж (комментарии по арбитражному разрешению споров в Иране будут рассмотрены далее);

– общие положения договорной модели не содержат указаний относительно того, будет ли назначенный местный партнер являться стороной соглашения о совместной деятельности с иностранной нефтяной

[3] Дополнительное пояснение см. URL: https://oilfieldteam.com/static/uploads/uploaded_files/5700120c7a7e209ac69fe0bd7811e0e7.pdf (дата обращения: 25.07.2019).

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

компанией (и если да, то будет ли оно составлено в стандартной форме). Если существует «стандарт» местных договоров о совместной деятельности (*JOA*) (и несколько иностранных нефтяных компаний занимаются разработкой одного месторождения), то в соответствии с иракской моделью распространена практика ограничения полномочий местного партнера на наложение вето путем посреднического договора о совместной деятельности между иностранными компаниями для согласования их действий [9].

Коммерциализация

Мы понимаем, что первый проект по модели интегрированного нефтяного контракта обеспечит набор объективных критериев, по которым будет оцениваться коммерциализация. Общие положения договорной модели не дают никаких указаний, кроме того, что «автоматическая формула» для определения коммерциализации должна обеспечивать основные концепции «жизнеспособности разработки открытых месторождений как технически, так и коммерчески в наилучших возможных рыночных перспективах». Эти критерии имеют первостепенное значение, особенно с учетом того, что Иранская национальная нефтяная компания первоначально будет определять, является ли месторождение коммерчески выгодным (это право может быть передано эксперту в случае несогласия иностранной компании с выводами ИНК, но тем не менее не устанавливается, кому принадлежит право выбора эксперта) [4].

Не совсем понятно, зачем компании нужен этот уровень контроля, – по стандартным моделям договоров о совместной деятельности (*JOA*) и о разделе продукции (*PSC*) заинтересованность в месторождении пропадает, когда выясняется, что разработка будет неэкономичной (и такое исследование становится бесплатным, потому что Министерство нефти заинтересовано в разработке сомнительного месторождения). Учитывая необъективность этих критериев, а также тот факт, что иностранные компании должны финансировать все этапы разведки, разработки и добычи, такая потребность в контроле представляется избыточной.

Иностранные нефтяные компании будут сильно мотивированы для достижения коммерциализации, особенно в тех случаях, когда предлагаемая структура оплаты обеспечивает стимулы для развития проекта, которые могут быть незначительными на начальном этапе.

Структура вознаграждения

В основных положениях новой договорной модели в основном ничего не говорится о механизме, с помощью которого подрядчик – иностранная компания будет получать право на оплату стоимости нефти и услуг [4, pp. 1–26]. Предположительно это будет аналогично тому, как было сделано в Ираке в отношении краткосрочного или долгосрочного контракта на оказание услуг с Министерством нефти или национальной нефтяной компанией, которое, в свою очередь, даст указание своему сбытовому подразделению либо поставить, либо продать эквивалентные объемы нефти/газа иностранной компании. Возникает ряд договорных вопросов, в первую очередь связанных с передачей продукта в собственность иностранной компании (учитывая, что расторжение договоров, как правило, заключается с правительством, тогда как сбытовая компания обычно является отдельным юридическим лицом), а также какую прибыль получает иностранная компания, если соответствующая организация не выполняет свои обязательства. В Ираке эта проблема решалась путем заключения рамочных соглашений между правительством, сбытовым предприятием и иностранной нефтяной компанией в целях сведения к минимуму потенциального вмешательства, обеспечения прямого обращения к каждой стороне и максимально возможной автоматизации процесса оплаты.

Иностранным компаниям следует также учитывать, обладает ли экспортная нефтегазовая инфраструктура Ирана достаточной пропускной способностью, чтобы позволить Иранской национальной нефтяной компании выполнять свои платежные обязательства после ввода в эксплуатацию ряда дополнительных месторождений [5]. Эта проблема, возможно, сначала не возникнет, но может проявиться, если не будет соразмерных инвестиций в инфраструктуру трубопроводов по мере увеличения объемов.

Предыдущая система выкупа также предусматривала в целом аналогичную схему платежей (подрядчик был обязан заключить с национальной компанией соглашение об отмене контракта на закупку нефти, стоимость которого была определена суммами, причитающимися ему на выкуп по соответствующему контракту). Ряд исторических сложностей, связанных с тем, как этот механизм был реализован, может также проявиться в новой контрактной схеме. Примечательно, что продаваемая нефть должна была поступать

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

с месторождения, разработанного подрядчиком. Подрядчик, разрабатывавший ряд месторождений в Иране по различным контрактам на обслуживание, не имел возможности агрегировать добычу на всех таких месторождениях и снизить риск того, что в одном из них будет недостаточно нефти. Кроме того, срок договора купли-продажи не может превышать 15 лет и количество продаваемого продукта не может быть более 50 % от добычи на месторождении в течение срока действия контракта.

Этот максимальный срок применяется, даже если производство было приостановлено в результате форс-мажорных обстоятельств или изменения законодательства [11].

Резервы и обеспечение кредитора

Общие положения новой модели недвусмысленно гласят, что «подземные углеводороды» по-прежнему принадлежат иранскому государству и не могут учитываться на балансе иностранного предприятия. Однако существуют возможности для маневра, поскольку положения новой контрактной модели также предусматривают, что как Министерство нефти, так и Иранская национальная нефтяная компания имеют право заниматься «надземными углеводородами» (т. е. уже добытыми нефтью/газом/конденсатом) [11]. Опять же, следуя иракской модели, иностранные компании смогли эффективно «резервировать» определенные объемы, ссылаясь на свои договорные права в соответствии с соглашениями [12].

Такое послабление для «надземных углеводородов» предполагает, что участники новых контрактов могли бы предоставить кредиторам эффективное обеспечение путем уступки их прав в соответствии с заключенными контрактами.

Модель ценообразования

В то время как структура оплаты существенно отличается от ранее заключенных контрактов на условиях выкупа, вознаграждение по-прежнему в значительной степени основывается на модели рисковых услуг, а не на каком-либо вещном праве на углеводороды [13]. В конечном счете вопрос о том, является ли это достаточным экономическим стимулом для инвестиций в разведку и добычу, особенно с учетом механизма ограничения цены, применимого к самой плате за услуги, который потенциально ограничивает «позитивный» рыночный риск, в то же время оставляя контракт подверженным низкому ценовому риску (учитывая отсутствие какого-либо явного ограничителя). Многое будет зависеть от точной детализации того, как будут рассчитываться базовые платежи и диапазон стимулирующих сборов (в частности, коэффициент риска и классификация контрактных месторождений в соответствии с этим риском) [14].

Следует также отметить, что, как мы понимаем, разделенная структура собственности Совместной операционной компании (*JOC*) и подрядчика дает Иранской национальной нефтяной компании или назначенной местной компании право на пропорциональную долю оплаты за услуги после получения иностранной компанией своей собственной доли от стоимости нефти и нефтепродуктов. Учитывая, что пропорциональная доля (определяемая с самого начала) не связана с финансовым или техническим участием в контрактной сфере, это может послужить дополнительным стимулом для инвестиций [15].

Возмещение расходов

Хотя ограничение расходов, введенное в соответствии с предыдущими соглашениями о выкупе, значительно сократилось, в типовом интегрированном нефтяном контракте по-прежнему сохраняется ряд проблем. Определение стоимости нефти и оплата всех услуг в совокупности ограничены 50 % годового объема производства, хотя при определенных обстоятельствах контракты на месторождения с высоким уровнем риска или неисследованные позволяют оплатить расходы в более значительной доле (и наоборот, этот процент возмещения затрат также может быть ниже там, где он иногда используется в качестве параметра ставки). Также неясно, в какой степени ограничена окупаемость затрат, – предполагается, что иностранная нефтяная компания сможет возместить все затраты на разведку различных месторождений в пределах одного контрактного региона (неопределенность вызвана фразой «все затраты, понесенные при успешных открытиях», подразумевающей, что сюда могут быть включены только затраты, связанные с разработкой успешных скважин) [16].

Местное законодательство

Подрядчики также должны быть осведомлены о ряде ключевых положений местного законодатель-

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

ства, в рамках которых иностранным нефтяным компаниям необходимо будет действовать, включая [17]:

– установленные законом требования в отношении местного содержания – государственные органы (такие как Иранская национальная нефтяная компания) могут назначить совместное предприятие или консорциум, в котором иранские и иностранные компании имеют интерес, при условии, что иранская сторона получает не менее 51 % «стоимости» товаров или услуг;

– вопросы, связанные с арбитражем в отношении государственных активов (рассмотренные ранее в пункте «Урегулирование споров»);

– применим ли к нефтяным контрактам также длительный процесс закупок и согласований (проходящий через различные этапы к парламенту и Совету попечителей), который ранее требовался для контрактов с условием о выкупе [18].

2. Основные преимущества нового поколения нефтяных контрактов Ирана

Перечислим важнейшие положительные стороны этого нового типа контрактов:

– Долгосрочный характер и долгосрочная перспектива месторождения. Поскольку Иранский нефтяной контракт является долгосрочным и включает в себя этапы разработки месторождений и добычи, а также ввиду того, что вознаграждение выплачивается за производство каждого барреля, интерес подрядчика к запасам недр носит длительный характер [19].

– Повышение коэффициента добычи и предупреждение падения производства. Прибыльность инвестиций – одна из важнейших привлекательных сторон присутствия зарубежных компаний в Иране. В новых контрактах на производство нефти появляется возможность для использования новых методов, направленных на увеличение коэффициента добычи и предупреждение падения производства.

– Облегчение международной передачи технологий. В рамках новой модели делается акцент на паритетные условия сторон контракта, уравнивание прибылей, укрепление контрактных связей сторон, эффективную эксплуатацию, облегчение процесса международной передачи технологий, а также активацию внутреннего потенциала страны.

– Зависимость оплаты труда подрядчика от уровня добычи на месторождении. В Иранском нефтяном контракте вознаграждение подрядчика зависит от уровня добычи и выплачивается из расчета за баррель нефти или метр кубический газа. Таким образом, в отличие от обратного выкупа, где оплата труда определяется капитальными расходами, побуждая подрядчика к их увеличению, Иранский нефтяной контракт привязывает оплату труда к уровню добычи [20].

– Уменьшение контроля со стороны заказчика. Ввиду того что Иранский нефтяной контракт носит долгосрочный характер, а оплата труда зависит от уровня добычи, подрядчик, чтобы гарантировать себе прибыль, стремится реализовать максимальный уровень добычи и сделать все необходимые вложения. Поэтому заказчику нет никакой необходимости контролировать реализацию максимального уровня добычи [5].

– Надконтрактная гибкость. В подобного рода контрактах не предусмотрен предел капитальных расходов, и подрядчик вкладывается в месторождение сообразно с нуждами последнего: степень необходимых расходов на конкурсной основе представляется в объединенное правление и утверждается им.

– Расцвет нефтяной промышленности и выход на мировой рынок. Присутствие на этом событии высшего руководства иранской нефтегазовой промышленности дает возможность создания тесного взаимодействия между частным и государственным секторами, а также порождает надежду на то, что с ослаблением санкций этот тип контракта внесет свежую струю в мировой рынок нефти[4].

– Управление иранско-зарубежной компанией в соотношении 50 на 50. Совместная компания не должна утверждать программу иранской стороны и бюджет – эти программа и бюджет должны быть одобрены Национальной иранской нефтяной компанией. Участие в контракте иранской стороны является всеобъемлющим. Даже если доля иранской стороны будет 10 %, а иностранное участие в инвестировании или нефтяных операциях составит 90 %, управление данной компанией будет осуществляться в соотношении 50 на 50 с ежегодной ротацией [19].

[4] New Model: Iran Petroleum Contract (IPC) / Oil Contracts Restructuring Committee // The Conference of Introduction IPC. Tehran. 2014.

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

3. Сравнение нового Иранского нефтяного контракта с контрактом обратного выкупа (*Buy Back*)

Контракты обратного выкупа, которые в известной степени считаются сервисными, с учетом низких мировых цен на нефть и нехватки внутренних ресурсов Национальной иранской нефтяной компании дали Ирану подходящую возможность для разработки месторождений, особенно совместного месторождения «Южный Парс» [18]. Кроме того, ввиду начала процесса повышения цен на нефть после заключения этих контрактов, а также в течение всего периода их реализации общие расходы по договору с учетом мировых цен на нефть в период добычи и в момент завершения срока действия контрактов зафиксировали для нашей страны превосходные показатели, и с экономической точки зрения полученная выгода для Ирана оказалась гораздо большей, чем у иностранных компаний, участвующих в этих контрактах [17]. Между тем с технической точки зрения эти контракты не были лишены недостатков, создав Ирану проблемы в долгосрочной перспективе [21]. Кратко перечислим некоторые из них.

3.1. Короткий срок действия контракта. В контрактах обратного выкупа разработка месторождения передавалась подрядчику, который был обязан в течение установленного времени наладить коммерческую добычу, определенную контрактом. С началом на месторождении коммерческой добычи обратные выплаты по расходам подрядчика, будь то капитальные, некапитальные, банковские расходы или издержки на заработную плату, производились за счет его доходов от эксплуатации недр. Поэтому в период разработки подрядчик действовал таким образом, чтобы гарантировать себе обратные выплаты, а долгосрочная эксплуатация месторождения не была для него приоритетом. В итоге имела место неэффективная эксплуатация месторождений. Со всей определенностью в рамках этих контрактов можно было ожидать серьезного падения давления запасов после нескольких лет обратной выплаты [22].

3.2. Зависимость оплаты труда подрядчика от капитальных расходов. В контрактах обратной выплаты оплата труда подрядчика осуществляется исходя из процентного соотношения капитальных расходов [23]. В результате подрядчик стремится максимально увеличить эти расходы. Надо сказать, что в первом и втором поколениях этого типа контрактов предусматривался верхний предел капитальных расходов, чтобы подрядчик не мог увеличивать их количество [24]. Однако вследствие данного подхода качество исполнения работ по договору подрядчик приносил в жертву возмещению своих расходов. Поэтому в третьем поколении подобного типа контрактов был использован другой подход, согласно которому верхних пределов для капитальных расходов не предусматривалось, а в основу всех расходов полагалось проведение тендера. Такой подход решает проблему, связанную с наличием верхнего предела капитальных расходов, но порождает другие трудности, к числу которых относятся безграничное увеличение капитальных расходов и неиспользование процесса проведения тендера для четкого прояснения расходов [25].

3.3. Слабый контроль действий подрядчика со стороны заказчика. Ввиду краткосрочного характера контракта обратной выплаты и отсутствия подрядчика на стадии добычи контроль заказчиком надлежащего исполнения возложенных на подрядчика обязанностей играет ключевую роль [26]. Это означает, что руководство месторождением должно целиком и полностью принадлежать заказчику. Последний должен внимательно и профессионально изучить представленный подрядчиком общий план развития месторождения (*MDP*) на предмет того, чтобы все операции по развитию месторождения соответствовали нормам эффективной добычи из недр. Отсутствие у заказчика знаний, необходимых для управления месторождениями, равносильно неэффективной эксплуатации недр подрядчиком для ускорения возмещения его инвестиций за счет потери значительного объема углеводорода в долгосрочной перспективе. Изучение контрактов обратной выплаты показывает, что мощности участвовавших в этих контрактах компаний, подчиненных Национальной иранской нефтяной компании, несравнимы с мощностями международных нефтяных компаний и что на практике у Национальной иранской нефтяной компании не было возможности для их контроля. Результатом подобного положения было резкое снижение добычи на этих месторождениях после завершения периода обратной выплаты подрядчику [24].

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

3.4. Невысокая гибкость контракта. Развитие месторождений – дело сложное, поэтому невозможно предусмотреть определенный твердый план действий для всех проектов [18]. Это означает, что проект развивается пошагово и на основании данных о состоянии недр в план работ вносятся необходимые изменения. Контракты обратной выплаты не обладают необходимой гибкостью: в рамках их реализации внесение в план работ каких-либо изменений сопряжено с большими трудностями [25].

Выводы

Причиной создания Иранского нефтяного контракта (*IPC*) можно считать то, что данный тип контрактов гарантирует Ирану контроль над источниками нефти и газа. Кроме того, существует необходимость сотрудничества с международными нефтяными компаниями в нефтегазовой сфере и, что важнее всего, финансового обеспечения и привлечения инвестиций, особенно иностранных инвесторов. Поэтому в повестке дня государственных чиновников, отвечающих за начальные этапы операций по добыче нефти и газа, стоят переговоры с международными компаниями на предмет заключения подобного рода контрактов. На сегодняшний день было проведено большое число таких переговоров.

Хотя этот тип контрактов подвергся широкой критике со стороны иранских специалистов, тем не менее, принимая во внимание те огромные преимущества, которые были заложены в него Ираном, можно надеяться, что крупные нефтяные компании проявят интерес к активному присутствию в иранской нефтяной промышленности.

В заключение нужно отметить, что Совместный всеобъемлющий план действий является международным контрактом между Ираном и шестью мировыми державами. США является одним из его подписантов. Этот международный контракт был признан Советом Безопасности ООН, и с признанием этого совета были сняты все международные санкции в отношении Ирана. Таким образом, США, будучи одним из подписантов этого международного контракта, не может сопротивляться выполнению данного договора, который был признан ООН.

Как было показано в СМИ, Иран и лидеры пяти мировых держав объявили о том, что будут выполнять этот договор, и все они высказали претензии по поводу позиции США.

Таким образом, с учетом одобрения лидерами пяти мировых держав (России, Китая, Германии, Англии и Франции) вопроса поддержания и полного выполнения контракта СВПД и с учетом этого нефтяного контракта как инициативной модели иранской национальной нефтяной компании для привлечения инвестиций иностранных сторон на нефтяные проекты Ирана, и на такой же основе на сегодняшний день были заключены и продолжают действовать большие инвестиционные контракты в нефтяных проектах Ирана с китайской компанией.

Список литературы / References

1. Taghizade Ansari M. *The legal system of product sharing agreements in the oil and gas industry*, Islamic Azad University, North Tehran Branch, 2012, pp. 17–24 (in Persian).

2. Hosseini S. M. *New Iranian oil contract*, Imam Sadiq University and Sharif University of Technology, 2015, pp. 79–87 (in Persian).

3. Amani M. *International law of oil contract*, Tehran, Imam Sadiq University publication, 2012, 25 p. (in Persian).

4. Ebrahimi S. N. *Course Note on Oil and Gas Law*, University of Tehran, 2016, pp. 99–115 (in Persian).

5. Emadi Mohammad Ali. The New Model of Iranian Oil Contracts (IPC), *Conference The New System of Oil Industry Contracts*, Tehran, 2013, p. 65.

6. Shiravi A., Ebrahimi S., Asgharian M. Exploration and Development of Iran's Oil Fields through Mutually Negotiating Contracts, *International Legal Journal*, *Presidential Center for International Legal Affairs*, 2009, No. 41, pp. 35–69 (in Persian).

7. Zabbah L. *Investment Challenges in Iranian Oil & Gas Sectors – A Legal Approach*, Institute for International Energy Studies (IIES), 2008, pp. 1–17 (in Persian).

8. Ebrahimi S. N, Montazer, Massoudi. Legal Principles Governing Upstream Service Contracts for the Iranian Oil and Gas Industry, *Iranian Energy Economics*, 2010, p. 18 (in Persian).

9. Ebrahimi S. N. *Upstream petroleum Contracts*, Imam Sadiq University, Tehran, 2012, pp. 199–235 (in Persian).

10. Ebrahimi N. Upstream Oil and Gas Contracts of Islamic Republic of Iran and Explanation of Legal Implications and Requirements of New Contracts, *Journal Iranian Energy Economics Research*, 2015, No. 10, pp. 1–26 (in Persian).

ISSN 1993-047X (Print) / ISSN 2410-0390 (Online)

11. Derakhshan M. Desired Properties of Oil Contracts: An Economic-Historical Approach to the Performance of Oil Contracts in Iran, *Iranian Energy Economics*, 2015, No. 9, pp. 53–113 (in Persian).

12. Ebrahimi S. N, Shiriyan M. Oil and gas contracts of the Islamic Republic of Iran system and explanation of legal consequences and requirements of new contracts, *Iranian Journal of Energy Economics*, 2014, No. 10, pp. 1–39 (In Persian).

13. Derakhshan M. National interests and policies for the exploitation of oil and gas resources, *Journal of Parliament and Research, Research Center of the Parliament*, 2002, No. 34, pp. 7–52 (in Persian).

14. Mousavi Seyyed Hassan. Review of the most important contractual templates in the upstream of oil and regulations governing them, *Conference legal affairs of the National Iranian Oil Company*, Tehran, 2011, p. 138 (in Persian).

15. Montazer Mehdi, Ebrahimi S. The Position of Bipartite Contracts in Upstream Projects of Iranian Oil and Gas and Comparing them to Production Contribution Contracts, *International Legal Journal*, 2013, No. 49, pp. 215–232 (in Persian).

16. Ebrahimi Seyyed Nasrallah. Contemporary Developments in Upstream Iran's Oil & Gas Industry, Designing and Proposing the New Generation of Upstream E & P Contracts, *Conference on Development and Operation Systems Development in the Upstream of Iran's Oil and Gas*, Tehran, 2011, pp. 269–287 (in Persian).

17. *Green Book: Oil Law, Statute of NIOC and Six Contracting Oil Agreements, PR of Ministry of Oil,* National Iranian Oil Company (NIOC), 1974 (in Persian).

18. Ebrahimi N. Shahmoradi. S. A comparative analysis of constractual considerations in oil and gas contracts with an emphasis on Iraninan Petroleum contract, *Oil, gas & Energy Law Intelligence (OGEL)* 15, 2017, No. 3, pp. 1–22.

19. New Model: Iran Petroleum Contract (IPC), *The Conference of Introduction IPC*, Oil Contracts Restructuring Committee, Tehran, 2014 (in Persian).

20. Shiravi A., Ebrahimi N. Exploration & Development of Iran's Oilfields through buyback, *Natural Resources Forum*, 2006, p. 74.

21. Otman W. A. The Iranian Petrolium Contracts: Post, Present& Future Perspective, *O.G.E.L (Oil, Gas & Energy Law Intelligence)*, 2007, Vol. 5, Is. 2, available at: www.ogel.org/article.asp?key=2496 (access date: 30.06.2019).

22. Petrossian Vahe. Iran buyback trail adds to output total, *Upstream*, 2004, No. 9 (39), p. 24.

23. Groenendaal Willem J. H. van, Mazraati Mohammad. A critical review of Iran's buyback contracts, *Energy Policy,* 2006, No. 34, pp. 3709–3718.

24. Aminzadeh Aghababaei dehkordi. The production sharing contract and compare its efficiency with a buyback, *Journal of Law Justice,* 2014, No. 78–87, pp. 7–29 (in Persian).

25. Bunter Michael A. G. The Iranian Buy Back Agreements, *Journal Oil, Gas & Energy Law (OGEL)*, 2009, pp. 1–20.

26. Ghandi Abbas, Lin C.-Y. Cynthia. *Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz*, University of California at Davis, 2011, pp. 1–39.

Дата поступления / Received 07.08.2019
Дата принятия в печать / Accepted 30.10.2019
Дата онлайн-размещения / Available online 25.12.2019

© Хадавимогаддам Ф., Мостаджеран Гортани М., 2019
© Hadavimoghaddam F., Mostajeran Gortani M., 2019