



**Н.А. Пименова**  
канд. экон. наук  
Лукойл-Инжиниринг<sup>1</sup>  
главный специалист отдела  
технико-экономической оценки  
проектов  
член ЕСОЭН  
Natalya.Pimenova@lukoil.com



**С.М. Рохлин**  
канд. техн. наук  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина<sup>2</sup>  
доцент  
эксперт ГКЗ  
член ЕСОЭН  
rohlin@rinet.ru



**Ю.К. Зиновьева**  
ФБУ «ГКЗ»<sup>3</sup>  
главный специалист отдела  
извлекаемых запасов УВС  
zinovyeva@gkz-rf.ru

# Оценка инвестиций в технических проектах освоения запасов УВС России

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Россия, 109028, Москва, Покровский бульвар, 3, стр. 1.

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65.

<sup>3</sup>ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых». Россия, 119180, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1.

*Приводится анализ методов расчета капитальных затрат в проектных технических документах (ПТД) разработки месторождений УВС (МР 2016). Показано, что используемые в настоящее время методы расчета капитальных затрат на нефтепромысловое обустройство приводят к их искажению. Предложены методы оптимизации расчета капитальных затрат ПТД*

**Ключевые слова:** углеводороды; разработка месторождений углеводородов; месторождение; расчет капитальных затрат; экономическая оценка; оптимизация; рентабельный период; капитальные затраты; нормативы; экспресс-расчеты

**О**своение запасов УВС России связано с реализацией инвестиционных проектов разработки месторождений УВС. В утвержденных «Методических рекомендациях

по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС» (Минприроды России, 18.06.2016) (далее МР-2016) значительное внимание уделено экономическим вопросам, связанным с выбором оптималь-

ного варианта разработки месторождений в проектных технологических документах (ПТД). При этом:

- основным объектом оптимизации определен эксплуатационный объект разработки месторождения (ЭО);

- основные показатели экономической эффективности, по которым принимаются решения, рассчитываются не за проектный, а за рентабельный период освоения запасов при повышенной ставке дисконтирования 15% (ранее принималась ставка 10%), что приводит к снижению значения показателей эффективности;

- выбор оптимального варианта освоения запасов УВС месторождения проводится в два этапа:

- этап 1 – проведение экономических расчетов по ЭО с целью выбора оптимального варианта,

- этап 2 – проведение экономических расчетов по месторождению в целом после консолидации рекомендованных по ЭО вариантов;

- рекомендуемый вариант разработки ЭО определяется, как вариант разработки с максимальным значением нового рейтингового показателя эффективности  $T_{\text{опт}}$ ;

- в целом по месторождению представляется один вариант освоения запасов УВС, консолидированный из рекомендуемых по ЭО вариантов.

Отметим, что принятие решения о выборе оптимального варианта освоения запасов за рентабельный период разработки **введено впервые** в отраслевых методических документах.

Наиболее серьезным отличием от аналогичных разработанных ранее в отрасли нормативных документов, влияющих на решения по выбору оптимального варианта в ПТД («Регламент», 1996, Методические рекомендации, 2007), является следующее условие – «вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД пользователя недр) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете  $T_{\text{опт}}$ ».

Подобное условие предъявляет дополнительные требования к детализации объема затрат ЭО, участвующих в расчете ЧДД.

В связи с этим недропользователи должны быть заинтересованы в полной или частичной **безубыточности** при расчете показателей ЧДД по ЭО, в частности **за счет снижения капитальных затрат**.

В качестве таких мер можно предложить следующие:

- не включать в состав капитальных затрат по ЭО часть затрат на промышленное обустройство, непосредственно не связанных с вводом скважин (т.е. затраты поверхностной инфраструктуры);

- пересмотреть методику расчета капитальных затрат на промышленное обустройство по месторождению в целом;

- существенно сократить объем капитальных затрат, относимых в настоящее время на «Природоохранные мероприятия» (10%) и «Прочие» (10%) – путем их объединения.

Рассмотрим возможность и обоснованность реализации указанных мер.

### **1. Методика расчета капитальных затрат по эксплуатационным объектам**

В настоящее время объем капитальных затрат по ЭО складывается из затрат, связанных с бурением скважин ЭО, и затрат на промышленное обустройство ЭО. Следует отметить, что, по нашему мнению, процедура «разрезания» объема затрат на промышленное обустройство (поверхностная инфраструктура) месторождения и отнесение этой части на ЭО является **необоснованным искусственным приемом**.

Как известно, основная задача оптимизации состоит в выборе оптимального варианта освоения запасов ЭО для последующей консолидации этих запасов в составе запасов месторождения в целом. При этом решения принимаются на основании анализа показателя эффективности ЧДД, максимизация которого является главной целью недропользователя. Одним из источников снижения капитальных затрат, входящих в состав ЧДД, является исключение затрат на промышленное обустройство из полного состава затрат на ЭО – в этом случае при проведении расчетов в ЧДД остаются затраты, реально зависящие только от скважин.

Особенность расчета капитальных затрат в инвестиционном проекте разработки месторождения связана с локализацией этих затрат в процессе добычи, подготовки и последующей транспортировки добываемой продукции.

Проект разработки месторождения в целом включает в себя две группы локальных инвестиционных мини-проектов:

- проектов разработки эксплуатационных объектов месторождения;

- проекта сбора и подготовки добываемой продукции скважин.

У каждой из этих групп свои задачи, для оптимизации которых необходимо принимать соответствующие решения.

Показатели	Процент капитальных затрат в реализованных проектах		
	Ямал	Восточная Сибирь	Юг Тюменской обл.
Строительство скважин	47,7	65,5	69,8
Трубопроводы	11,8	7,0	3,2
Площадные объекты	22,1	12,7	2,7
Энергохозяйство и КИП	2,5	6,1	6,4
Автодороги	8,9	0,0	5,9
Базы	3,3	0,6	0,5
Прочие	0,0	0,0	3,6
Оборудование НСС (прочее)	0,0	0,9	3,0
Оборудование НСС (для нефтедобычи)	2,2	0,8	3,3
ПИР	1,0	1,4	1,5
Прочее	0,4	5,0	0,1
Фактические данные реализации проектов новых месторождений 2010 г.			

**Таблица 1.**  
Капитальные вложения в крупных проектах (РусГазИнжиниринг)

Проекты разработки ЭО (залежи, пласты, участки) месторождений рассматриваются как мини-проекты, консолидация извлекаемых запасов УВС которых формирует варианты освоения запасов месторождения в целом. При этом капитальные затраты в этих мини-проектах зависят в основном от ввода добывающих и нагнетательных скважин, который определяется на основании решения сложных задач подземной гидрогазодинамики на компьютерных моделях.

При проектировании сбора и подготовки добываемой продукции (промысловое обустройство) капитальные затраты определяются путем использования различных строительных ГОСТов, Сводов Правил, ведомственных инструкций. Вся документация составляется в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

Из существующих в России методов расчета капитальных затрат наиболее точным считается метод на основе сметно-нормативной базы (сметный), однако в технических проектах УВС используются, как правило, методы на основе объектов-аналогов, либо на основе удельных показателей (нормативов). Наибольшее распространение получил нормативный метод.

Исторически (Регламент, 1996) в отрасли сложилось мнение, что скважина является основным элементом имущества и, следова-

тельно, основным источником доходов нефтедобывающей компании.

При этом предполагается, что наибольшую часть капитальных вложений при разработке месторождений составляют затраты по таким направлениям как бурение и обустройство скважин и кустовых площадок, оборудование, не входящее в сметы строек (ОНСС) (*табл. 1*).

Затраты на бурение скважин реально зависят от динамики ввода добывающих и нагнетательных скважин и могут быть рассчитаны по каждому ЭО. В настоящее время их расчет проводится с помощью нормативного метода. В качестве базового при определении удельных капитальных затрат (нормативов) используется показатель «скважина». Этот же показатель рекомендуется в основном использовать и в МР-2016.

Таким образом, согласно принципу локализации, при расчете по ЭО показателя эффективности ЧДД в его состав должны включаться капитальные затраты, зависящие только от ввода скважин. Расчет капитальных затрат проводится с помощью нормативов, представленных в *табл. 2*.

## **2. Методика расчета капитальных затрат по месторождению в целом**

В связи с освоением месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в регионах со сложными природно-географическими условиями в последнее время возрастают относительные объемы капитальных затрат **на промышленное обустройство**.

Состав этих затрат и нормативы для их расчета представлены в *табл. 55* МР-2016.

Расчет нормативов заключается в определении соответствующих затрат по проектам-аналогам и отнесении их к фонду вводимых скважин. Расчет объема капитальных затрат на конкретном месторождении проводится путем умножения нормативов на количество вводимых из бурения скважин этого месторождения.

Расчет капитальных затрат на промышленное обустройство по подобным нормативам приводит к **искажению этих затрат**.

Выше было приведено обоснование локализации затрат на промышленное обустройство, в связи с чем расчет этих затрат должен проводиться только по месторождению в целом.

Объекты поверхностной промышленной инфраструктуры как по объему затрат, так и по динамике их ввода зависят в основном не от скважин, а от мощности соответствующих потоков пластовых флюидов (жидкость, нефть, газ, закачка воды). Сбор и подготовка осуществляется за счет поступления продукции с различных ЭО, поэтому мощность потоков зависит также от периода ввода ЭО в эксплуатацию.

Определение мощности потоков пластовых флюидов является достаточно тривиальной задачей, поскольку эти потоки в каждом ПТД представлены в таблицах «Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа

и объема буровых работ» (*табл. 3*) за весь проектный период. Следовательно, результаты расчетов динамики ввода мощностей можно представить в виде «надстройки» к этой таблице.

Как видно из представленного примера, ввод новых скважин в период 2018–2020 гг. не приводит к росту мощностей в добыче нефти и газа в этот период. В общем случае динамика роста мощностей в основном определяется периодом выхода разработки месторождения на уровень максимальной добычи нефти.

К проектным срокам достижения максимальных мощностей инфраструктура по соответствующим потокам должна быть полностью сформирована, причем определенная часть инфраструктуры (входная) в технических проектах реально установлена недропользователем и функционирует уже к началу расчетного периода.

Согласно примеру типовой схемы обустройства (*рис. 1*) все объекты обустройства месторождения можно разделить на две группы: локальные объекты и объекты внешней инфраструктуры.

К группе локальных объектов, зависящих от мощности **пластовой жидкости**, следует отнести:

- дожимные нефтенасосные станции (ДНС);
- групповые замерные установки (АГЗУ);
- блок подачи реагента;

**Таблица 2.**  
Исходные данные и нормативы для расчета затрат на бурение и ОНСС

Скважины	Глубина, м	Стоимость, тыс.р/м
<b>Нефтяные добывающие, тыс.р/м</b>		
наклонно-направленная		
горизонтальная		
<b>Нагнетательная, тыс.р/м</b>		
наклонно-направленная		
горизонтальная		
<b>Газовая, тыс.р/м</b>		
наклонно-направленная		
горизонтальная		
<b>Разведочная, тыс.р/м</b>		
<b>Наблюдательная, тыс.р/м</b>		
<b>Водозаборная, тыс.р/м</b>		
<b>ОНСС, тыс.р/скв</b>		
Оборудования для нефтедобывающие скважины		
Оборудования для нагнетательной скважины		
Прочие (ОРЭ/ОРЗ)		
<b>Кустовые площадки, тыс.р/скв</b>		
Подготовка кустовых площадок		
Отсыпка кустовых оснований		

– кустовые площадки (подготовительные работы, отсыпка кустовых оснований)	тыс. руб/скв.
– сбор и транспорт нефти и ПНГ (внутрипромысловые трубопроводы, резервуары)	тыс. руб/скв. (млн руб/км)
– сбор и транспорт газа и конденсата (внутрипромысловые трубопроводы)	тыс. руб/скв. (млн руб/км)
– подготовка нефти к транспорту (ЦПС, УПН, УПСВ)	тыс руб/скв.
– подготовка газа и конденсата к транспорту (установка НТС, УППГ, УКПГ и пр.)	млн руб/1000 м <sup>3</sup>
– подготовка конденсата к транспорту (УСК, УДК и пр.)	млн руб/т конденсата
– компрессорные станции (КС)	млн руб/1000 м <sup>3</sup>
– газлифтная система	млн руб/1000 м <sup>3</sup>
– газлифтные трубопроводы	млн руб/км
– повышение нефтеотдачи и газоотдачи пластов, включая объекты ППД	тыс руб/скв.
– метанолопровод	млн руб/км
– объекты энергетического хозяйства	тыс. руб/скв.
– автомобильные дороги (внутрипромысловые и подъездные, включая мосты и переправы)	тыс. руб/скв.
– объекты экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты)	тыс. руб/скв.
– связь, комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети	тыс. руб/скв.
– объекты материально–технического и ремонтного обеспечения	тыс. руб/скв.
– прочие объекты инфраструктуры (БПО, ВЖК, ДП, ПБО, воодозабор и пр.)	тыс. руб/скв.

**Таблица 55 МР-2016.**

«Удельные текущие и капитальные затраты, нормы амортизации» (фрагмент).  
Промысловое обустройство

- блок подогрева продукции нефтегазо-сборной сети;
- сепарационные насосные установки (первая ступень);
- установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ).

К группе объектов, зависящих от мощности **нефти**, следует отнести:

- оборудование второй степени разгазирования;
- оборудование глубокой степени разгазирования;
- ступень обессоливания;
- ступень стабилизации;
- узел учета нефти (УУН);
- нефтепроводы;
- НВП.

К группе объектов, зависящих от мощности **ПНГ**, следует отнести:

- установку подготовки газа;
- газопроводы.

К группе объектов, зависящих от мощности **ППД**, следует отнести:

- кустовую насосную станцию (КНС);

- установку подготовки пресной воды (УППВ);

- водозабор;
- очистные сооружения;
- водоводы.

В настоящее время в РГУНГ им. И.М. Губкина разрабатывается методика экспресс-расчетов объема капитальных затрат на промышленное обустройство месторождений УВС, куда будут включены предложения, представленные в данной статье.

В частности будет предложен следующий алгоритм проведения расчетов затрат на промышленное обустройство месторождений в целом.

1. Согласно физико-химическим свойствам пластовых флюидов формируется типовая схема обустройства месторождения (*рис. 1*).

2. По аналогии с *табл. 3* проводится расчет динамики мощностей за проектный период. Мощности входной инфраструктуры определяются аналогичным способом за предпроектный период.

**Таблица 3. Проектные мощности пластовых флюидов**

Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ	Мощности																		
	399,8	нефть	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	106,4	143,3	186,1	236,0	285,3	302,9	326,4	352,5	377,8	399,5	399,8	399,8
	1188,6	жидкость	427,9	427,9	444,4	471,0	483,2	496,5	553,7	638,1	731,9	827,7	889,8	941,2	1006,6	1061,7	1116,5	1160,9	1188,6
	1321,0	закачка	460,6	460,6	460,6	470,6	483,1	516,5	619,6	747,0	860,3	940,6	963,9	1030,9	1110,5	1159,5	1228,7	1282,4	1321,0
	24,2	газ	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	10,2	13,1	16,3	19,2	19,8	20,8	22,0	23,3	24,2	24,2	24,2
Показатели	Ед.	Годы	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1. Добыча нефти	тыс.т	0,0	98,6	80,7	80,5	91,2	90,7	106,4	143,3	186,1	236,0	285,3	302,9	326,4	352,5	377,8	399,5	399,8	376,4
2. Добыча жидкости всего	тыс.т	0,0	427,9	427,7	444,4	471,0	483,2	496,5	553,7	638,1	731,9	827,7	889,8	941,2	1006,6	1061,7	1116,5	1160,9	1188,6
3. Закачка рабочего агента	тыс.м <sup>3</sup>	0,0	460,6	422,1	441,7	470,6	483,1	516,5	619,6	747,0	860,3	940,6	963,9	1030,9	1110,5	1159,5	1228,7	1282,4	1321,0
4. Добыча растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>	0,0	8,5	7,0	6,6	6,9	6,6	7,6	10,2	13,1	16,3	19,2	19,8	20,8	22,0	23,3	24,2	24,0	22,5
5. Ввод новых добывающих скважин	шт.				5	6	2	9	14	15	20	18	15	15	15	15	15	10	
6. Ввод новых нагнетательных скважин	шт.		3		3	1	1	2	7	6	6	6	5	5	5	5	5	6	

3. Расчет графика ввода объектов обустройства проводится по специальной методике и программе.

4. Расчет стоимости вводимых за проектный период объектов обустройства проводится на основании специально разработанных нормативов на основе корпоративной или региональной баз поставок соответствующего промышленного оборудования.

Расчетные показатели будут представлены в таблицах, аналогичных *табл. 4*.

#### **Капитальные затраты на природоохранные мероприятия (ПОМ)**

Оценка капитальных затрат на природоохранные мероприятия (ПОМ) в технических проектах освоения запасов УВС связана с учетом специфики эколого-ресурсных компонентов окружающей природной среды нефтегазодобывающих регионов (водные ресурсы; атмосферный воздух; почвы и земельные ресурсы; биологические ресурсы, недра).

В состав ПТД в настоящее время включается раздел, посвященный оценке воздействия проекта на окружающую природную среду (ОВОС). Однако, как правило, в обширном материале ОВОС практически полностью отсутствуют мероприятия (ПОМ), которые **реально планируется** провести в проекте с указанием их стоимости – приводятся лишь сведения о мероприятиях, которые «необходимо» провести. В этом смысле весь раздел можно рассматривать как **инструкцию**

**по охране окружающей среды.** При этом на охрану окружающей среды **любого** проекта выделяются капитальные затраты в размере 10% (почему?!) от объема капитальных затрат проекта – фактически это форс-мажорные затраты.

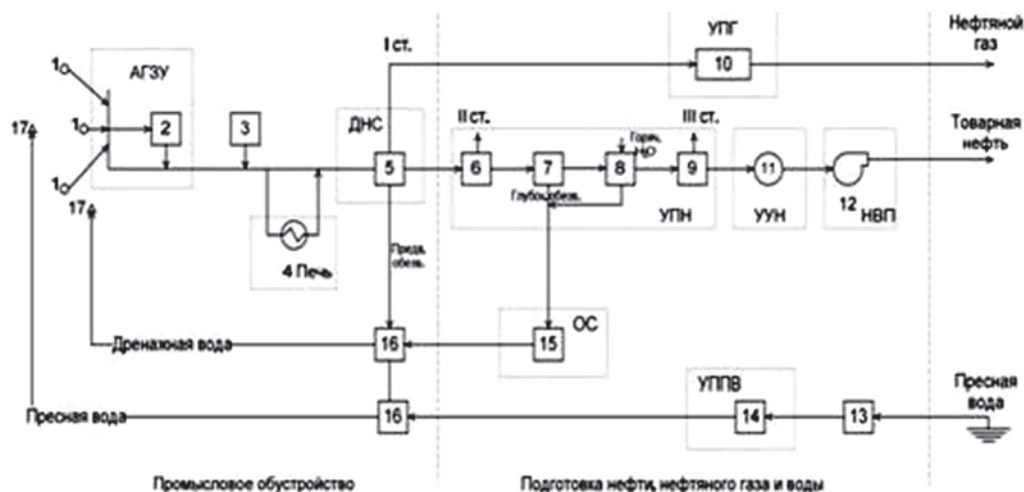
В Миннефтепроме СССР в период 1990–2000 гг. проводился значительный объем работ по определению эффективности ПОМ, в рамках которых был разработан отраслевой систематизированный перечень ПОМ.

Общепринятое определение ПОМ – как вид хозяйственной деятельности, направленной на снижение отрицательного антропогенного воздействия на окружающую среду, сохранение, улучшение и рациональное использование природно-ресурсного потенциала – нуждается в конкретизации видов такого воздействия не только «сверху» – при строительстве **наземных объектов и сооружений месторождения** (систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин, объектов производственной и социальной инфраструктуры), но и «снизу» – в процессе строительства, освоения и эксплуатации скважин.

По своему назначению ПОМ представлены в 2 группах.

Одноцелевые ПОМ. Их цель – полное или частичное исключение загрязнения окружающей среды.

Многоцелевые ПОМ. Это в основном внедрение малоотходных, безотходных, ресурсосберегающих технологий.



Типовая технологическая схема сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и попутной воды:  
 I ст., II ст., III ст. – первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти, АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция; УПН – установка подготовки нефти; УПГ – установка подготовки нефтяного газа; УУН – узел учета нефти; НВП – насосы внешней перекачки; УППВ – установка подготовки пресной воды; 1 – добычающие скважины; 2 – замерная установка; 3 – блок подачи реагента; 4 – подогрев продукции; 5 – трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды); 6 – вторая ступень разгазирования нефти; 7 – ступень глубокого обезвоживания сырой нефти; 8 – ступень обессоливания; 9 – стабилизация нефти; 10 – УПГ; 11 – УУН; 12 – НВП; 13 – водозабор; 14 – УППВ; 15 – очистные сооружения; 16 – кустовая насосная станция (КНС); 17 – нагнетательные скважины.

**Рис. 1.**

Типовая технологическая схема сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и попутной воды

Источниками загрязнения водных объектов при строительстве месторождения являются:

- шламовые амбары для отходов бурения и освоения скважин (при отсутствии обвалования, надежной гидроизоляции дна и стенок шламовых амбаров);
- нефтепроводы (при сливе воды на рельеф, при строительстве переходов через водные преграды).

**Воздействие на почву и водные объекты** указанных источников носит единовременный характер, а именно, в период строительства линейных объектов обустройства воздействие на поверхностные воды и почву может выражаться в загрязнении от случайных или аварийных разливов нефти и буровых растворов при бурении и освоении скважин.

**Основными источниками загрязнения объектов гидросферы** (поверхностных и подпочвенных вод) при бурении являются:

- отработанные буровые растворы (ОБР);
- буровые сточные воды (БСВ);
- выбуренная порода или буровой шлам (БШ).

Специфическими природоохранными мероприятиями в отрасли являются:

- охрана недр – ПОМ, связанные с эксплуатацией добычающих скважин, которые должны гарантировать сохранность колонн,

целостность цементного камня за эксплуатационной колонной и отсутствие перетоков флюидов;

- охрана атмосферного воздуха – ПОМ по обеспечению рационального использования и утилизации попутного нефтяного газа, направленные на достижение почти полной (95%) утилизации ПНГ.

Для проведения этих ПОМ основной проблемой является **ограниченная возможность их выделения** в составе всех капитальных затрат на разработку месторождения.

1. Практически все затраты на ПОМ, связанные с охраной недр, включены в смету затрат на строительство скважин и, следовательно, включены в норматив стоимости 1 м проходки.

2. ПОМ, связанные с охраной атмосферного воздуха, являются многоцелевыми, в связи с чем соответствующие затраты входят в состав затрат на оборудования промышленного обустройства.

3. Таким образом, реально отнести к затратам на ПОМ можно только затраты на очистные сооружения (одноцелевые ПОМ), доля которых в составе затрат на промышленное обустройство весьма ограничена.

В этой ситуации следует воспользоваться рекомендациями Мирового банка, который на основании анализа свыше 500 инвестиционных проектов установил, что доля ПОМ

Годы	Промышленное Оборудование				Трубопроводы	Автомобили	ЛЭП	Связь и автоматика	Объекты МТО	ПОМ + Прочие	Всего на промышленное обустройство
	Объекты сбора и транспорта нефти	Объекты подготовки нефти	Объекты подготовки и транспорта газа	Объекты ППД							
Всего за период											
2016											
2017											
2018											
.....											

**Таблица 4.**  
Капитальные затраты на промышленное обустройство месторождения

в этих проектах составляла 3–5% от общего объема капитальных затрат.

Таким образом, в ПТД, по нашему мнению, следует объединить затраты на ПОМ с затратами «Прочие», выделив при этом 10% от капитальных затрат на промышленное обустройство, что приведет к сокращению 10% затрат, выделяемых в настоящее время на ПОМ.

#### **Выводы**

В статье рассмотрены вопросы, связанные с обоснованием состава капитальных затрат при освоении запасов месторождений УВС.

При выборе оптимального варианта разработки месторождений УВС предлагается:

- не включать в состав капитальных затрат по ЭО часть затрат на промышленное обустройство, непосредственно не связанных с вводом скважин (т.е. затраты поверхностной инфраструктуры);
- пересмотреть методику расчета капитальных затрат на промышленное обустройство месторождения в целом;
- существенно сократить объем капитальных затрат, относимых в настоящее время на «природоохранные мероприятия» (10%) и «прочие» (10%) – путем их объединения. **М**

#### **Литература**

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39007-96. Доступно на: [http://standartgost.ru/g/РД\\_153-39-007-96](http://standartgost.ru/g/РД_153-39-007-96) (обращение 16.11.2015).
2. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М. 2007.
3. Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по ТЭО КИН. М. 2008.
4. Андреева Н.Н., Бугрий О.Е., Дубовицкая Е.А., Кононов В.В., Савинов А.Е., Сивоконь И.С., Чижиков С.В. Нормативное обеспечение проектирования обустройства месторождений углеводородов. М.: РГУНГ им. И.М. Губкина. 2015.
5. Рохлин С.М., Рыженков И.И., Фетисов А.А. Экономика рационального использования нефтяных ресурсов недр. М.: Недра. 1991.
6. Специализированный перечень природоохранных мероприятий для предприятий нефтяной промышленности. 28.02.1990. М. Миннефтепром СССР.

**UDC 553.9:553.04**

**N.A. Pimenova**, PhD, Chief Specialist of the Department of Technical and Economic Evaluation of Projects, Lukoil-Engineering<sup>1</sup>, Natalya. Pimenova@lukoil.com

**S.M. Rokhlin**, PhD, Assistant Professor, Gubkin Oil and Gas University<sup>2</sup>, rohlin@rinet.ru

**Yu.K. Zinovyeva**, Chief Specialist of the Department of Recoverable Hydrocarbon Reserves, State Commission on Mineral Reserves<sup>3</sup>, zinovyeva@gkz-rf.ru

<sup>1</sup>Bldg. 1, 3 Pokrovsky Blvd. Moscow 109028, Russia

<sup>2</sup>65 Leninsky Ave. Moscow, 119991, Russia

<sup>3</sup>Bldg. 1, 54 Bolshaya Polyanka Str. Moscow 119180 Russia



## Estimation of Investments in Technical Projects for the Development of Hydrocarbon Reserves in Russia

**Abstract.** In this article the analysis of methods of capital costs calculation in project technical documentation (PTD) of hydrocarbon reservoir development is described (MM 2016). It is shown that currently used methods of capital costs calculation of oil-field facilities construction lead to mistakes. The methods of optimization of capital costs calculation in the PTD are proposed.

**Keywords:** hydrocarbons; hydrocarbon reservoir development; oil-field; capital costs calculation; economic evaluation; optimization; cost effective period; investment cost; normative standards; Express-estimation

### References

1. *Reglament sostavleniia proektnykh tekhnologicheskikh dokumentov na razrabotku neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii, RD 153-39007-96* [Regulations for drawing up design technological documents for the development of oil and gas-oil fields, RD 153-39007-96]. Available at: [http://standartgost.ru/g/RD\\_153-39-007-96](http://standartgost.ru/g/RD_153-39-007-96) (accessed 16 November 2015).
2. *Metodicheskie rekomendatsii po proektirovaniu razrabotki neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii* [Methodical recommendations on designing the development of oil and gas-oil fields], Moscow, 2007.
3. *Metodicheskie rekomendatsii po sostavu i pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvennuu ekspertizu materialov po TEO KIN* [Methodical recommendations on the composition and rules of registration of materials for the feasibility study of an oil recovery factor], Moscow, 2008.
4. Andreeva N.N., Bugrii O.E., Dubovitskaia E.A., Kononov V.V., Savinov A.E., Sivokon' I.S., Chizhikov S.V. *Normativnoe obespechenie proektirovaniia obustroistva mestorozhdenii uglevodородov* [Normative provision of design for the arrangement of hydrocarbon fields]. Moscow, Gubkin Oil and Gas University Publ., 2015.
5. Rokhlin S.M. Ryzhenkov I.I., Fetisov A.A. *Ekonomika ratsional'nogo ispol'zovaniia neftnykh resursov nedr* [Economics of the rational use of petroleum resources of the earth], Moscow, Nedra Publ., 1991.
6. *Spetsializirovannyi perechen' prirodookhrannykh meropriatii dlia predpriatii neftnoi promyshlennosti. 28.02.1990* [Specialized list of nature protection measures for oil industry enterprises. 02/28/1990], Moscow, Minneftprom SSSR Publ.



**ЕСОЭН**  
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

МОСКВА, 18-19 АПРЕЛЯ 2018 ГОДА

**МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ,  
ПОСВЯЩЁННАЯ 55-ЛЕТИЮ  
ЦКР РОСНЕДР ПО УВС**



«МИНПРИРОДЫ»



«РОСНЕДРА»

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ** ВЕК

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАТЬСЯ: +7(499)238-22-02, +7(495)780-30-54;  
E-MAIL: RECEPTION\_EUES@EUES.RU; GKZ@GKZ-RF.RU

# 90 ГКЗ



# ЕСОЭН

ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

## ЕССЕНТУКИ 23-25 НОЯБРЯ 2017

# МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ - 2017»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



«МИНПРИРОДЫ»



«РОСНЕДРА»



ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
СПбГУ



International Association of Hydrogeologists  
the World-wide Groundwater Organisation

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

### Основные темы конференции:

- Поиски и разведка месторождений подземных вод
- Подсчет запасов подземных вод
- Разработка и эксплуатация месторождений подземных вод
- Подземные сооружения
- Гидрогеология месторождений полезных ископаемых (твердые полезные ископаемые, месторождения углеводородов)
- Охрана подземных вод от загрязнения
- Недропользование и экспертиза запасов подземных вод

**Конференция включена в план мероприятий  
Федерального агентства по недропользованию**

Заявки на выступление с докладом принимаются до 25 сентября 2017 г.  
По вопросам участия обращаться: +7(968) 671-32-15, +7(499)238-22-02, +7(495)780-30-54  
e-mail: reception\_eues@eues.ru; gkz@gkz-rf.ru.