

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-95-106
УДК 330.322.54

Р.В. Дахужев (ООО «Иркутская нефтяная компания», г. Иркутск, Российская Федерация), **Н.А. Шевелева** (Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, АО «Руспетро», г. Москва, Российская Федерация)

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ПЛАСТ

Ruslan V. Dakhuzhev (Irkutsk Oil Company LLC, Irkutsk, Russian Federation),
Nadezhda A. Sheveleva (Russian State Gubkin University, Ruspetro JSC,
Moscow, Russian Federation)

ECONOMIC EFFICIENCY ASSESSMENT OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS INJECTION

Введение

Проблемы сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) в настоящее время характеризуются не только усугубляющимися экологическими, но и экономическими последствиями - повышение ставок платы и дополнительных коэффициентов при сжигании ПНГ выступает существенной финансовой нагрузкой на недропользователя. Необходимость оперативного решения вопросов утилизации обуславливается также и требованиями по рациональному использованию попутного нефтяного газа, повышению энергоэффективности процесса добычи углеводородов и снижению энергоёмкости.

Цели и задачи

Поиск эффективных алгоритмов оценки исходных параметров месторождения, залежи, характеристик попутного нефтяного газа в условиях высокой степени разработанности месторождения должен иметь системный подход. В связи с этим целью исследования выступала разработка алгоритмов и последовательностей, применяемых для выбора оптимального метода утилизации ПНГ.

Результаты

Разработанная последовательность оценки, базирующаяся на анализе технических, геологических и химических и иных параметров, позволила выявить целесообразность утилизации попутного газа методом закачки в пласт для последующей стабилизации и интенсификации добычи нефти.

Background

Associated petroleum gas (APG) flaring issues are getting worse because of environmental and economic consequences. Fees for APG flaring and emissions and indexes are constantly increasing and this fact has a negative influence on companies' budget. The reason for immediate decision is also in state requirement for rational use of hydrocarbon resources, including APG, energy efficiency increase and energy-output ratio decrease.

Aims and Objectives

The systematic approach is required for effective primary oilfield parameters assessment algorithm search, especially if resources are depleted. The main aim of this investigation was to develop appropriate algorithm and sequence, that could be applied for optimal APG utilization method determination.

Results

Developed sequence of assessment, based on technical, geological, chemical and other parameters, makes possible to determine the efficiency of APG injection as utilization method, used for further stabilization or intensification of oil production.

Определены последовательность этапов оценки, ее критерии, а также конкретизированы экономические индикаторы анализа эффективности закачки ПНГ в пласт.

There are determined the sequence and algorithm of assessment stages, assessment criteria and also economic indicators of APG injection economic efficiency.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, утилизация попутного газа, водогазовое воздействие, оценка экономической эффективности, проектный анализ

Key words: enhanced oil recovery method, associated gas utilization, water-gas stimulation of formation, cost-effectiveness analysis, project analysis

Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) является одним из ключевых лицензионных требований к недропользователям, осуществляющим производственную деятельность по добыче нефти и попутного газа на территории Российской Федерации. Сверхнормативное сжигание углеводородного сырья является нарушением требования не только лицензионных обязательств, но и принципов рационального природопользования и охраны окружающей среды, результатом чего является загрязнение атмосферы выбросами от сжигания ПНГ. Наличие в попутном нефтяном газе более тяжелых компонентов, таких как пропан, бутан, пентан, а также сероводорода, при сжигании в значительных объемах оказывает негативное воздействие на окружающую среду. Отсутствие необходимого уровня утилизации добываемого нефтяного газа чревато не только высокими платежами за выбросы загрязняющих веществ от сжигания, которые уже с 2020 г. будут взиматься с природопользователей с применением повышенных коэффициентов [1], но и дополнительными штрафными санкциями, налагаемыми на нарушителей за нерациональное недропользование, с угрозой приостановки срока действия лицензии на добычу углеводородов.

Наряду с вопросами обращения с попутным нефтяным газом в настоящее время перед нефтегазовыми предприятиями стоят вопросы повышения энергоэффективности

производства, сокращения энергоемкости, решение которых должно повлечь сокращение себестоимости добываемой продукции [2-4]. В связи с этим компании уделяют повышенное внимание вопросам внедрения энергоэффективных методов повышения нефтеотдачи, среди которых можно выделить закачку попутного нефтяного газа в пласт, как с целью поддержания пластового давления, так и с целью увеличения темпов отбора углеводородного сырья [5-7].

Применение данного метода призвано решить две комплексные задачи, заключающиеся в утилизации попутного нефтяного газа с целью соблюдения требований лицензии на добычу, технологической схемы разработки месторождения и действующего законодательства, а также с целью увеличения нефтеотдачи, что является одной из внутренних стратегических целей нефтегазового предприятия.

Однако применение данного метода имеет ряд особенностей, связанных как с характеристиками закачиваемого и добываемого сырья, так и со структурой залежей, в которые производится закачка попутного газа [8-10].

Способы закачки ПНГ в пласт подразделяются на газовое (сайклинг-процесс, газлифт) и водогазовое воздействие (ВГВ) (переменная закачка воды и газа - WAG Injection, совместная - SWAG Injection), ожидаемым эффектом которых является повы-

шение нефтеотдачи пласта, а также минимизация объемов сжигания газа на факельных установках и снижение выбросов в атмосферу.

Для реализации этих методов химико-технологические характеристики попутного нефтяного газа должны соответствовать технологическим требованиям оборудования по закачке. Так, например, высокое содержание серы в составе газа сопряжено с рисками повреждения и поломки оборудования, в связи с этим при работе с сернистым газом необходимо предусматривать оборудование по обессериванию в рамках предварительной подготовки газа [11].

Процесс закачки ПНГ в нефтеносный пласт (сайклинг-процесс) предполагает закачку газа в газовую «шапку» месторождения для повышения внутрислоевого давления, приводящего к повышению нефтеотдачи. Преимуществами метода являются простота реализации и относительно малые капитальные затраты на реализацию процесса по сравнению с иными методами утилизации. Недостатками являются возможные осложнения при резких прорывах газа в пласте, а также следует отметить повышенную опасность при эксплуатации газопроводов высокого давления [12].

Процесс подъема нефти с помощью газлифта заключается в использовании энергии закачиваемого в нее компримированного ПНГ. Преимущества этого способа заключаются в возможности эксплуатации скважин с большим газовым фактором, в малом влиянии на процесс добычи механических примесей, температуры, давления, в возможности гибко регулировать режим работы скважин, в простоте обслуживания и ремонта газлифтных скважин. Недостаток способа - необходимость подготовки и наземного регулирования подачи газа, что повышает капитальные затраты в обустройстве месторождения.

Суть технологии водогазового воздействия (WAG Injection) заключается в раздельной, попеременной закачке газа и воды в нефтеносные пласты. Смесь нефти, ПНГ и воды, полученных из добывающих скважин, поступает в сепаратор, где происходит их отделение друг от друга. После этого нефть по-

ступает на установку подготовки, доводится до товарной кондиции и направляется в систему магистральных трубопроводов. Газ (после очистки) и вода вновь закачиваются в разные нефтеносные пласты. Попутный газ сжимается и подается в одну нагнетательную скважину, а вода через насосную станцию поступает в другую. Направление закачки газа и воды периодически меняются местами, что позволяет увеличить нефтеотдачу за счет вовлечения в разработку ранее недоступных областей пласта.

Положительной особенностью технологии совместной закачки воды и газа в виде водогазовой смеси (SWAG Injection) является то, что проницаемость пласта рядом с нагнетательной скважиной не изменяется. Также большим плюсом по сравнению с газовым методом закачки ПНГ и попеременным способом ВГВ является малая вероятность прорывов газа, т.к. газ поступает на забой добывающей скважины более равномерно. В то же время совокупный объем утилизации попутного нефтяного газа при водогазовом воздействии ниже, чем при исключительно газовом [13].

При выполнении технологического обоснования объемов и темпов закачки ПНГ также необходим анализ исторической динамики добычи углеводородов из целевых пластов для прогнозирования наиболее оптимального результирующего эффекта при закачке [14].

Анализ технологической целесообразности и экономической эффективности закачки газа можно выполнить способом, подразделяющимся на несколько этапов.

Отдельно необходимо отметить, что с технологической точки зрения целевым предназначением закачки попутного нефтяного газа в пласт могут служить как поддержание пластового давления для обеспечения стабильной добычи основного углеводородного сырья, так и повышение темпов добычи при наиболее успешной реализации метода, с параллельным выполнением требований лицензионных обязательств по утилизации попутного нефтяного газа. Однако, с экономической и экологической точек зрения, положительный эффект будет достигнут вне зави-

симости от технологического результата, поскольку увеличение объемов утилизации, и, соответственно, сокращение объемов сжигания попутного нефтяного газа, будет сопровождаться сокращением платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках.

В то же время, организация непрерывного процесса закачки ПНГ и добычи из тех же продуктивных пластов и залежей углеводородного сырья с повышающимся газосодержанием может быть неэффективна по причине замкнутого цикла закачки и добычи объемов попутного нефтяного газа при незначительном увеличении объемов добычи нефти, что в определенный момент времени поставит под угрозу экономическую эффективность процесса, когда эксплуатационные затраты на добычу дополнительных объемов нефти будут выше платы за сжигание используемых для данных целей объемов попутного газа.

С учетом этого, многими специалистами рекомендовано выделить определенные фазы процесса закачки и добычи попутного нефтяного газа для оптимизации процесса добычи и получения максимального технологического эффекта.

В статье рассмотрен вариант подразделения процесса закачки на определенные фазы, основой для которых служит расчет объемных показателей закачки.

Фазы закачки условно подразделяются на статические (производится только закачка газа) и динамические (производятся одновременно закачка и добыча газа).

Переход от статической к динамической фазе обусловлен достижением определенных целевых объемов закачки [15, 16].

Условное подразделение на пограничные показатели фаз представлено на рисунке 1:

1. Статическая (1). Фаза фактического восполнения извлеченных объемов: с начала проекта разработки до достижения объема закачки, равного объему накопленной добычи;

2. Статическая (2). Фаза достижения предельных расчетных величин: от достижения накопленной добычи до компенсации по-

тенциальных потерь (обусловленных различными фильтрационными характеристиками при добыче нефти и газа);

3. Статическая (3). Фаза достижения критических величин: от достижения предельных расчетных величин до достижения повышенных показателей пластового давления (до 110 % от первоначального показателя пластового давления);

4. Динамическая (1). Фаза извлечения остаточных запасов: от достижения критических величин до стабилизации либо повышения дебита нефти (в зависимости от успешности метода и наличия осложнений).

Однако стоит принимать во внимание не только объемные показатели, но и характеристики закачиваемого и извлекаемого сырья. Так, при закачке газа, богатого тяжелыми компонентами, может быть оказано влияние на состав нефти, а именно, возможно сокращение содержания асфальтенов.

Целевой суммарный объем попутного нефтяного газа, предназначенного для закачки в нефтеносные пласты, по окончании жизненного цикла проекта будет равен величине накопленной добычи нефти, скорректированной с учетом потенциальных потерь из-за разницы фильтрационных свойств добываемого и закачиваемого сырья [17-19], а также с учетом иных геолого-технологических факторов.

Кроме этого, необходимо отметить предопределяющую роль типа залежи, которая также будет обуславливать параметры закачки и расчет сроков начала добычи нефти. В случае нефтяной и газонефтяной залежи при умеренных показателях вязкости нефти отсутствует необходимость водогазового воздействия, поскольку целевым сырьем для закачки в проекте утилизации выступает попутный газ.

В случае, если объем утилизируемого газа на протяжении проектного периода крайне мал и не сопоставим с объемом накопленной добычи нефти, а также в случае наличия высоковязкой нефти в пластах, возможно применение водогазового воздействия с предварительным нагревом закачиваемой воды для улучшения вязкостных характеристик [13, 20].

После определения оптимальных объемов закачки, расчета технологических характеристик закачки (продолжительности, периодичности, давления, температуры), степени необходимой подготовки закачиваемого сырья и выбора необходимого оборудования [21, 22] и материалов для подготовки и закачки

попутного нефтяного газа производится оценка экономической эффективности данного проекта утилизации по следующему алгоритму (таблица 1).

Отдельно необходимо отметить этап 4 - «Оценка экономии средств по результатам реализации проекта утилизации».



Рисунок 1. Технологические фазы проекта утилизации (источник: составлено авторами)

Таблица 1. Алгоритм выполнения экономической оценки проекта

№	Этап оценки	Оцениваемые параметры (стоимостная оценка)
1	Оценка эффективности основного проекта (ОП) добычи нефти «без проекта утилизации»	<ol style="list-style-type: none"> Капитальные вложения ОП Эксплуатационные затраты ОП Налоги и отчисления ОП Амортизация ОП Выручка ОП от добычи нефти Плата за сжигание ПНГ Чистый дисконтированный доход ОП Внутренняя норма рентабельности ОП Индекс доходности ОП Срок окупаемости ОП Внутренняя норма доходности ОП

2	Оценка капитальных затрат проекта утилизации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оборудование по подготовке ПНГ 2. Установка по обессериванию ПНГ 3. Сепаратор центробежный для очистки ПНГ от капельной жидкости 4. Оборудование по закачке ПНГ в пласт (компрессоры) 5. Оборудование по закачке воды (в случае высоковязкой нефти) 6. Оборудование по подогреву воды (в случае высоковязкой нефти) 7. Строительство нагнетательной скважины (газ) 8. Строительство нагнетательной скважины (вода) 9. Перевод имеющихся скважин в нагнетание 10. Строительство газонагнетательных линий 11. Строительство водонагнетательных линий
3	Оценка текущих (операционных) затрат проекта	<ol style="list-style-type: none"> 1. Электроэнергия 2. Материалы (ингибиторы, реагенты) 3. Обслуживание и текущий ремонт оборудования 4. Утилизация отходов газоподготовки 5. Налоги и отчисления
4	Оценка экономии средств по результатам реализации проекта утилизации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Платежи выбросы загрязняющих веществ, образующихся в результате сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках 2. Штрафы на нарушение рационального недропользования 3. Штрафы за превышение нормативов выбросов загрязняющих веществ 4. Компенсация ущерба окружающей среде за выбросы загрязняющих веществ
5	Оценка доходной части проекта утилизации (с учетом первого года изменения добычи)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выручка от дополнительно добытой нефти
6	Перекрестная экономическая оценка проектов разработки и проекта утилизации ПНГ [23]	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перекрестный индекс прибыльности 2. Степень влияния проекта по утилизации на основной проект 3. Перекрестный индекс капитальных вложений 4. Перекрестный индекс затратной нагрузки на основной проект 5. Перекрестный индекс прибыльности по затратам 6. Показатели финансовой независимости 7. Перекрестный агрегированный и динамический индекс «свободных средств» 8. Абсолютное выражение индекса свободных средств - «объем непокрытия» 9. Абсолютное выражение индекса свободных средств - «объем покрытия» 10. Показатель прибыльности проекта за счет сокращения затрат на обращение с ПНГ 11. Показатель затратной целесообразности
7	Оценка эффективности добычи нефти «с проектом утилизации»	<ol style="list-style-type: none"> 1. Совокупные капитальные вложения 2. Совокупные эксплуатационные затраты 3. Совокупные налоги и отчисления 4. Совокупная амортизация 5. Выручка от совокупной добычи нефти 6. Плата за сжигание ПНГ - незначительна при 95 % утилизации 7. Чистый дисконтированный доход 8. Внутренняя норма рентабельности 9. Индекс доходности 10. Срок окупаемости 11. Внутренняя норма доходности

Источник: составлено авторами

При реализации проекта утилизации данные средства в затратной части не учитываются, в то же время, при отказе от проекта утилизации затраты будут отнесены к основному проекту добычи, поскольку в отсутствие утилизации попутного нефтяного газа по умолчанию производится его сжигание.

В случае, если экономическая оценка производится по отношению к нескольким вариантам утилизации, то данная экономия учитывается в каждом проекте утилизации, при условии достижения 95 % уровня утилизации. С учетом особенностей технологического процесса реализации проекта закачки попутного нефтяного газа также стоит выделить ряд особенностей формирования затратной и доходной части денежного потока. При допущении, что приобретение оборудования по газоподготовке и закачке углеводородного сырья в пласт производится в первый год реализации проекта, а также в этом же году начинается процесс закачки попутного нефтяного газа, то уже с первого года исчисляется сокращение платежей за выбросы загрязняющих веществ от сжигания ПНГ, то есть, если выполнять оценку «с проектом», то экономический эффект будет выражен в сокращении текущих затрат (экологических платежей).

Принимая во внимание имеющийся временной лаг с момента первой закачки попутного нефтяного газа до момента получения первых объемов дополнительной нефти, выручка от реализации дополнительно добытой нефти может последовать только во второй, либо даже в более поздний год реализации проекта (рисунок 2).

Данный факт «отложенной прибыли» и безотлагательного сокращения экологических затрат (наступающего фактически с первого дня реализации проекта) отражается на показателях перекрестной экономической эффективности, демонстрирующих целесообразность реализации проекта [23].

Продолжительность временного лага зависит от геологических характеристик залежи [24], от результатов выбранных темпов закачки газа в пласт и мощности приобретенного оборудования. С учетом того, что геологические характеристики залежи относятся к условно неизменным параметрам, корректировка временного лага может осуществляться с помощью вариаций темпов закачки и мощности приобретаемого оборудования, при параллельной оценке экономической эффективности (срок окупаемости, чистый дисконтированный доход (ЧДД) и т.д.) при различных вариациях.



Рисунок 2. Распределение денежного потока по фазам проекта утилизации
 Источник: составлено авторами

С экономической точки зрения сокращения периода «отложенной прибыли» положительно скажется на показателях эффективности инвестиций в проект, преимущественно при оценке в дисконтированных величинах. Оценка экономического ущерба от наличия временного лага и эффекта «отложенной прибыли», а также вариантов сокращения этого лага может быть произведена путем минимизации продолжительности периода от первой закачки ПНГ до первого извлечения нефти в рамках данного проекта. Также необходимо учесть, что в случае приостановки работы добывающих скважин на период за-

качки ПНГ сократится выручка от основной добычи нефти, если таковая имела место быть в пределах зоны воздействия. При сопоставлении дисконтированных денежных потоков «без проекта утилизации» и «с проектом утилизации» эта величина может быть приравнена к упущенной выгоде проекта.

Тем самым, на этапе принятия решения о целесообразности реализации проекта закачки ПНГ в пласт, ключевой будет оценка следующих индикаторов (таблица 2), где: MP - main project - основной проект разработки, GUP - gas utilization project - проект утилизации.

Таблица 2. Оценка экономических индикаторов реализации проекта утилизации (закачка ПНГ в пласт)

Временной диапазон	До проекта [$t_{start}; t_{project}$]	Без проекта [$t_{start}; t_{end(0)}$]	С проектом [$t_{start}; t_{end(project)}$]
Расшифровка этапов временных диапазонов t	t_{start} - начало разработки месторождения $t_{project}$ - начало реализации проекта	t_{start} - начало разработки месторождения $t_{end(0)}$ - завершение разработки месторождения без проекта	t_{start} - начало разработки месторождения $t_{project}$ - начало реализации проекта $t_{project(prod)}$ - возобновление работы добывающих скважин $t_{end(project)}$ - завершение разработки месторождения с проектом
Капитальные вложения CAPEX - Capital expenses	$CAPEX_{MP}[t_{start}; t_{project}]$	$CAPEX_{MP}[t_{start}; t_{end(0)}]$	$CAPEX_{MP} + CAPEX_{GUP}$
Операционные затраты OPEX - Operational expenses	$OPEX_{MP}[t_{start}; t_{project}]$	$OPEX_{MP}[t_{start}; t_{end(0)}]$	$OPEX_{MP}[t_{start}; t_{project}]$ + $OPEX_{GUP}[t_{start}; t_{end(project)}]$ + $OPEX_{MP}[t_{project(prod)}; t_{end(project)}]$
Платежи за сжигание ПНГ FP - flaring penalties	$FP_{MP}[t_{start}; t_{project}]$	$FP_{MP}[t_{start}; t_{end}] + FP_{[t_{project}; t_{end(0)}]} \times K^*$	$FP_{MP}[t_{start}; t_{project}]$ + FP_{GUP}^{**}
Выручка от реализации нефти E - earnings; Коэффициент падения добычи: PD - production decrease, % Коэффициент прироста добычи: PI - production increase, %	$E_{MP}[t_{start}; t_{project}]$	$E_{MP}[t_{start}; t_{project}] + E_{GUP}[t_{project}; t_{end(0)}] \times PD, \%$	$E_{MP}[t_{start}; t_{project}] + E_{GUP}[t_{project(prod)}; t_{end(0)}] \times PI, \%$
*Платежи за предполагаемый период реализации проекта рассчитываются в кратном размере по причине увеличения ставок платы и повышающих коэффициентов за сверхнормативное сжигание и превышение интегральных показателей. ** В период реализации проекта утилизации учитываются минимальные платежи за сжигание 5 % ПНГ с момента начала реализации проекта утилизации. В случае утилизации 100 % газа - приостановка платежей с момента начала реализации проекта утилизации.			

Источник: составлено авторами

Вывод

Реализация проектов утилизации попутного нефтяного газа уже на протяжении многих лет является важнейшей задачей нефтепользователей. Законодательное регулирование данной области добычи все более явно концентрируется на вопросах рационального использования попутно извлекаемого углеводородного сырья. Однако даже с учетом повышения платы за негативное воздействие на окружающую среду и очевидной

необходимости утилизации ПНГ перед компаниями стоит выбор оптимального метода утилизации на отдельно взятом месторождении.

Предложенный алгоритм применения рассмотренного способа утилизации и методика оценки экономической эффективности закачки газа в пласт позволят снизить риски нефтегазовых предприятий при принятии экономически обоснованного проектного решения.

Список литературы

1. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 31.12.2017) «Об охране окружающей среды», ст. 16.3.
2. Филиппов А.В. Газовый фактор и учет попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]. <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-03> (дата обращения: 05.07.2018).
3. Филиппов А.В. Рациональное использование попутного нефтяного газа становится устойчивой тенденцией в нефтегазовой отрасли России [Электронный ресурс]. <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-09>. (дата обращения: 05.07.2018).
4. Особенности переработки ПНГ. <https://promzn.ru/neftepromyshlennost/osobennosti-pererabotki-png.html> [Электронный ресурс]. (дата обращения: 05.07.2018).
5. Книжников А.Ю. Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России / Всемирный фонд дикой природы (WWF). М., 2017. 32 с. https://wwf.ru/upload/iblock/84a/png_2017_web.pdf (дата обращения: 30.06.2018).
6. НПК «Грасис». Закачка в пласт. Закачка попутного нефтяного газа в пласт [Электронный ресурс]. <http://www.grasys.ru/proekty-pod-kljuch/zakachka-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-plast> (дата обращения: 07.07.2018).
7. Гулянский М.А., Котенко А.А., Крашенинников Е.Г., Потехин С.В. Методы утилизации попутного нефтяного газа. Технологические и экономические аспекты, новые решения на основе мембранных технологий // Сфера. Нефть и газ [Электронный ресурс]. 2013. 4 (37). С. 101-107. http://www.s-ng.ru/pdf/main_1384.pdf (дата обращения: 05.07.2018).
8. Гордеева Д.Е. Геолого-промысловая характеристика и оценка состояния разработки сеноманской залежи одного из месторождений северной части Западной Сибири // Современные научные исследования и инновации [Электронный ресурс]. 2015. № 8. Ч. 1. <http://web.snauka.ru/issues/2015/08/57090> (дата обращения: 26.06.2018).

References

1. *Federal'nyi zakon ot 10.01.2002 N 7-FZ (red. ot 31.12.2017) «Ob okhrane okruzhayushchei sredy», st. 16.3.* [Federal Law No. 7-FZ dd. January 10, 2002 (as amended on December 31, 2017) «On Environmental Protection», art. 16.3]. [in Russian].
2. Filippov A.V. *Gazovyi faktor i uchet poputnogo neftyanogo gaza* [Gas factor and associated gas accounting]. [Electronic Resource]. <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-03> (accessed 05.07.2018). [in Russian].
3. Filippov A.V. *Ratsional'noe ispol'zovanie poputnogo neftyanogo gaza stanovitsya ustoichivoi tendentsiei v neftegazovoi otrasli Rossii* [Rational Use of Associated Petroleum Gas Becomes a Stable Trend in the Oil and Gas Industry in Russia]. [Electronic Resource]. <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-09>. (accessed 05.07.2018). [in Russian].
4. *Osobennosti pererabotki PNG* [Features of APG Processing]. <https://promzn.ru/neftepromyshlennost/osobennosti-pererabotki-png.html> [Electronic Resource]. (accessed 05.07.2018). [in Russian].
5. Knizhnikov A.Yu., Il'in A.M. *Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii. Vsemirnyi fond dikoi prirody (WWF)*. [Problems and Prospects of Associated Petroleum Gas Use in Russia / World Wildlife Fund]. Moscow, 2017. 32 p. https://wwf.ru/upload/iblock/84a/png_2017_web.pdf (accessed 30.06.2018). [in Russian].
6. *NPK «Grasis». Zakachka v plast. Zakachka poputnogo neftyanogo gaza v plast* [Injection into the Reservoir. Injection of Associated Petroleum Gas into the Reservoir]. [Electronic Resource]. <http://www.grasys.ru/proekty-pod-kljuch/zakachka-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-plast> (accessed 07.07.2018). [in Russian].
7. Gulyanskii M.A., Kotenko A.A., Krashennnikov E.G., Potekhin S.V. *Metody utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza. Tekhnologicheskie i ekonomicheskie aspekty, novye resheniya na osnove membrannykh tekhnologii* [Methods of Utilization of Associated Petroleum Gas. Technological and Economic Aspects, New Solutions Based on Membrane

9. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6. Свойства и состав нефти, газа, воды [Электронный ресурс]. http://studbooks.net/1786441/geografiya/svoystva_sostav_nefti_gaza_vody (дата обращения: 30.06.2018).

10. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

11. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркменбаева Б.Ж. Месторождение Узень. Проблемы и решения. Т. 1. Алматы: Нур-Принт, 2016. 424 с.

12. Китенко С.Р. Проблема утилизации попутного нефтяного газа в Пермском крае // *Master's Journal*. 2016. № 2. С. 294-299.

13. Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-компрессорная технология как ее разновидность // Труды РГУ нефти и газа им. Губкина. 2009. № 1 (254). С. 23-33.

14. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. 2005. Ст. 42.

15. Патент 2527432 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи закачкой воды и газа / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, И.М. Бакиров, М.Т. Ханнанов (РФ). 2013150952/03, Заявлено 18.11.2013; Оpubл. 27.08.2014. Бюл. 24.

16. Патент 1538586, МПК Е 21 В 43/00. Способ закачки газа в пласт / Б.Т.-С. Муллаев. 4154300/03; Заявлено 01.12.1986; Оpubл. 15.11.1994.

17. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Диапазон значений физико-химических свойств проб нефти по залежи на месторождениях Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО-Югры [Электронный ресурс]. 2008. Вып. 19. <http://www.oilnews.ru/19-19/diapazon-znachenij-fiziko-ximicheskix-svoystv-prob-nefti-po-zalezhi-na-mestorozhdeniyax-zapadnoj-sibiri> (дата обращения: 01.07.2018).

18. Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Онегов А.В., Гусаров Е.Д., Андронов С.А., Яценко Г.Г., Жигульский С.В., Виноходов М.А. Верификация остаточных извлекаемых запасов на месторождениях с низкой прогнозной выработкой // Журнал «ПРОнефть» [Электронный ресурс]. 2017. № 2 (14). (дата обращения: 01.07.2018).

19. Ельдецова С.Н. Доклад «О деятельности ЗАО «Сибтехнология» и ООО «Серволаб». Применение стандартных образцов нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]. <https://en.ppt-online.org/230045> (дата обращения: 05.07.2018).

20. Neftgaz.ru. Техническая библиотека. Энергоресурсы, топливо. Вязкость нефти [Электронный ресурс]. <https://neftgaz.ru/tech-library/view/4839-Vyazkost-nefti> (дата обращения: 30.06.2018).

21. Модульные компрессорные станции. Поршневые компрессорные станции [Электрон-

Technologies]. *Sfera. Neft' i gaz - Sphere. Oil and Gas* [Electronic Resource]. 2013, 4 (37), pp. 101-107. http://www.s-ng.ru/pdf/main_1384.pdf (accessed 05.07.2018). [in Russian].

8. Gordeeva D.E. Geologo-promyslovaya kharakteristika i otsenka sostoyaniya razrabotki senomanskoi zalezhi odnogo iz mestorozhdenii severnoi chasti Zapadnoi Sibiri [Geological Characteristics of the Fishery and Assessment of the Development of the Cenomanian Lode of One of the Deposits of the Northern Part of Western Siberia]. *Sovremennye nauchnye issledovaniya i innovatsii - Modern Scientific Researches and Innovations* [Electronic Resource]. 2015, No. 8. Ch. 1. <http://web.snauka.ru/issues/2015/08/57090> (accessed 26.06.2018). [in Russian].

9. *Opreделение vliyaniya geologicheskikh i tekhnologicheskikh faktorov na proizvoditel'nost' gorizonta'nykh skvazhin na primere morskogo neftyanogo mestorozhdeniya Kravtsovskoe D-6. Svoistva i sostav nefti, gaza, vody* [Determination of the Influence of Geological And Technological Factors on the Productivity of Horizontal Wells on the Example of the Kravtsovskoye D-6 Offshore Oil Field. Properties and Composition of Oil, Gas, Water]. [Electronic Resource]. http://studbooks.net/1786441/geografiya/svoystva_sostav_nefti_gaza_vody (accessed 30.06.2018). [in Russian].

10. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. e.a. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoi Sibiri* [Geology of Oil and Gas in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p. [in Russian].

11. Mullaev B.T., Abitova A.Zh., Saenko O.B., Turkmenbaeva B.Zh. *Mestorozhdenie Uzen'. Problemy i resheniya. T. 1* [The Uzen Deposit. Problems and Solutions. Vol. 1]. Almaty, Nur-Print, 2016. 424 p. [in Russian].

12. Kitenko S.R. Problema utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza v Permskom krae [The Problem of Utilization of Associated Petroleum Gas in the Perm Region]. *Master's Journal*, 2016, No. 2, pp. 294-299.

13. Drozdov A.N., Telkov V.P., Egorov Yu.A. Vodogazovoe vozdeistvie na plast: mekhanizm deistviya, izvestnye tekhnologii. Nasosno-kompressornaya tekhnologiya kak ee raznovidnost' [Water-Gas Effect on the Reservoir: Mechanism of Action, Known Technologies. Pump-Compressor Technology as its Variety]. *Trudy RGU nefti i gaza im. Gubkina* [Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas]. 2009, No. 1 (254), pp. 23-33. [in Russian].

14. *Klassifikatsiya zapasov i prognoznykh resursov nefti i goryuchikh gazov. 2005. St. 42* [Classification of Reserves and Forecast Resources of Oil and Combustible Gases. 2005. Art. 42]. [in Russian].

15. Khisamov R.S., Akhmetgareev V.V., Bakirov I.M., Khannanov M.T. *Sposob razrabotki neftyanoi zalezhi zakachkoi vody i gaza* [Method of Developing the Oil Deposit by Pumping Water and Gas]. Patent RF, No. 2527432, 2014. [in Russian].

16. Mullaev B.T.-S. *Sposob zakachki gaza v plast* [The Method of Injecting Gas into the Formation]. Patent RF, No. 1538586, 1994. [in Russian].

ный ресурс]. <http://www.td-khm.ru/ru/catalog/cat1/cat3>. (дата обращения: 05.07.2018).

22. Котельников П.В. Оборудование для систем ППД, водогазового воздействия на пласт и утилизации попутного нефтяного газа // Инженерная практика [Электронный ресурс]. 2017. № 7. <http://glavteh.ru/водогазовое-воздействие-утилизация> (дата обращения: 10.07.2018).

23. Шевелева Н.А., Дунаев В.Ф. Совершенствование систем экономического анализа проектов по утилизации попутного нефтяного газа // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 12. С. 3-10.

24. Горная энциклопедия. Геология полезных ископаемых [Электронный ресурс]. <http://www.mining-enc.ru/p/pronicaemost> (дата обращения: 29.06.2018).

17. Sorokin A.V., Sorokin V.D. Diapazon znachenii fiziko-khimicheskikh svoystv prob nefiti po zalezhi na mestorozhdeniyakh Zapadnoi Sibiri [The Range of Values of Physicochemical Properties of Oil Samples in the Field at Deposits of Western Siberia]. *Vestnik nedropol'zovatelya KhMAO-Yugry - Bulletin of the Subsurface User KhMAO-Yugra* [Electronic Resource]. 2008, Issue 19. <http://www.oilnews.ru/19-19/diapazon-znachenij-fiziko-ximicheskix-svoystv-prob-nefti-po-zalezhi-na-mestorozhdeniyax-zapadnoj-sibiri> (accessed 01.07.2018). [in Russian].

18. Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Onegov A.V., Gusarov E.D., Andronov S.A., Yashchenko G.G., Zhigul'skii S.V., Vinokhodov M.A. Verifikatsiya ostatochnykh izvlekaemykh zapasov na mestorozhdeniyakh s nizkoi prognoznnoi vyrabotkoi [Verification of Residual Recoverable Reserves in Fields with Low Forecast Production]. *Zhurnal «PROneft» - PRONEFT magazine* [Electronic Resource]. 2017. No. 2 (14). (accessed 01.07.2018). [in Russian].

19. El'detsova S.N. *Doklad «O deyatelnosti ZAO «Sibtehnologiya» i OOO «Servolab» Primenenie standartnykh obraztsov nefiti i nefteproduktov* [Report on the Activities of CJSC Sibtehnology and LLC Servolab Application of Standard Samples of Oil and Oil Products]. [Electronic Resource]. <https://en.ppt-online.org/230045> (accessed 05.07.2018). [in Russian].

20. *Neftegaz.ru. Tekhnicheskaya biblioteka. Energoresursy, toplivo. Vyazkost' nefiti* [Neftegaz.ru. Technical Library. Energy Resources, Fuel. Viscosity of Oil]. [Electronic Resource]. https://neftegaz.ru/tech_library/view/4839-Vyazkost-nefti (accessed 30.06.2018). [in Russian].

21. *Modul'nye kompressornye stantsii. Porshnevye kompressornye stantsii* [Modular Compressor Stations. Reciprocating Compressor Stations]. [Electronic Resource]. <http://www.td-khm.ru/ru/catalog/cat1/cat3>. (accessed 05.07.2018). [in Russian].

22. Kotel'nikov P.V. Oborudovanie dlya sistem PPD, vodogazovogo vozdeistviya na plast i utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza [Equipment for RPM Systems, Water and Gas Impact on the Reservoir and Utilization of Associated Petroleum Gas]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice* [Electronic Resource]. 2017, No. 7. <http://glavteh.ru/vodogazovoe-vozdeistvie-utilizatsiya> (accessed 10.07.2018). [in Russian].

23. Sheveleva N.A., Dunaev V.F. Sovershenstvovanie sistem ekonomicheskogo analiza proektov po utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza [Perfection of the Systems of the Economic Analysis of Projects on Utilization of Associated Petroleum Gas]. *Neft', gaz i biznes - Oil, Gas and Business*, 2014, No. 12, pp. 3-10. [in Russian].

24. *Gornaya entsiklopediya. Geologiya poleznykh iskopaemykh* [Mining Encyclopedia. Geology of Minerals]. [Electronic Resource]. <http://www.mining-enc.ru/p/pronicaemost> (accessed 29.06.2018). [in Russian].

Авторы

• Дахужев Руслан Вячеславович
ООО «Иркутская нефтяная компания»
Заместитель начальника по газовому
направлению цеха добычи нефти и газа
Российская Федерация, 664007, г. Иркутск,
Большой Литейный пр., 4
тел. 7 (913) 508-68-37
e-mail: rdakhuzhev@gmail.com

• Шевелева Надежда Александровна, канд. экон.
наук
Российский государственный университет нефти
и газа им. И.М. Губкина
Доцент кафедры экономики нефтяной и газовой
промышленности
АО «Руспетро»
Руководитель отдела экологии и охраны окру-
жающей среды
Российская Федерация, г. Москва, 119991, Ле-
нинский пр., 65
тел.: 7 (926) 321-73-24
e-mail: sheveleva.n@gubkin.ru

The Authors

• Dakhuzhev Ruslan V.
Irkutsk Oil Company, LLC
Deputy head of Gas Production Division Oil and Gas
Production
4, Bolshoy Liteiny Prospekt, Irkutsk, 664007,
Russian Federation
tel: 7 (913)508-68-37
e-mail: rdakhuzhev@gmail.com

• Sheveleva Nadezhda A., Candidate of Economic
Sciences
Russian State Gubkin University
Assistant Professor of Economics of Oil and Gas
Industry Department
Ruspetro JSC
Head of Ecology and Environmental Department
65, Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russian
Federation
tel: 7 (926) 321-73-24
e-mail: sheveleva.n@gubkin.ru