ISSN 2074-2339

# научно-технический ВЕСТНИК

## ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

1-2013 [январь–март]
Выпуск 30

14
Инженерный подход к решению задач заводнения

22
Инновационная технология высоконапорного транспорта нефтяного газа

19
Модернизация средств диагностики за счет применения современных методов неразрушающего контроля

36
Программный комплекс для решения задач интегрированного проектирования

РОСНЕФТЬ

РОСНЕФТЬ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»
Издается с 2006 года

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**
Худайнатов Э.Ю.
(*главный редактор*)
Байков В.А.
Бачин С.И.
Берлин А.В.
Гилаев Г.Г.
Гончаров И.В.
Давыдова Е.А.
Исмагилов А.Ф.
Кошовкин И.Н.
Кузнецов А.М.
Малышев Н.А.
Рудяк К.Б.
Телин А.Г.
Томин В.П.
Тыщенко В.А.

По решению ВАК Минобрнауки России включен в «Перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (редакция 17.06.2011 г.).
Включен в Российский индекс научного цитирования.

**СЕКРЕТАРИАТ**
Хлебникова М.Э. (*ответственный секретарь редакционной коллегии*)
Мамлеева Л.А.

Сдано в набор 06.02.2013
Подписано в печать 07.03.2013
Тираж 1000 экз.

**© ОАО «НК «Роснефть», 2013**

Зарегистрирован
Федеральной службой по надзору
за соблюдением законодательства
в сфере массовых коммуникаций и охране
культурного наследия
01.06.2007 г. ПИ № ФС77-28481

При перепечатке материалов ссылка на
«Научно технический вестник
ОАО «НК «Роснефть» обязательна

**Отпечатано в ООО «Август Борг»**
Научное редактирование статей и
prepress ЗАО «Издательство
«Нефтяное хозяйство»
117997, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1
**www.oil-industry.ru**

1-2013 [январь-март]
Выпуск 30

# СОДЕРЖАНИЕ

## КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ
2 **Молодые** специалисты ОАО «НК «Роснефть»: высокий уровень знаний

6 **Попкова А.В., Гараев А.Ф., Булгаков М.А.**
Полевые геологические семинары ООО «СамараНИПИнефть»

## ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА
10 **Гайдук А.В., Альмендингер О.А.** Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров (на примере Даниловского лицензионного участка (Восточная Сибирь))

## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
14 **Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щутский Г.А.**
Инженерный подход к решению задач заводнения

## ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
19 **Горшков В.В.** Модернизация средств диагностики за счет применения современных методов неразрушающего контроля

## ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА
22 **Выходцев А.В., Панов Р.А.** Инновационная технология высоконапорного транспорта нефтяного газа

26 **Николайчук С.Н., Полтавский Д.А.** Решение проблемы использования нефтяного газа на небольших месторождениях

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
31 **Перминов Д.Е., Валеев С.В.** Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий

36 **Смыслов В.А., Ломовских С.В.** Программный комплекс для решения задач интегрированного проектирования

## НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЕ
41 **Шаланова А.Ю., Корнишина Л.Е.** Определение предельного содержания серы в легкой бензиновой фракции, выделенной из бензина каталитического крекинга и используемой при приготовлении бензинов класса «Евро»

44 **Глазков И.В., Шураев М.В., Сетин С.П.** Применение системы усовершенствованного управления (APC-системы) на установках первичной переработки нефти АВТ

## ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, КАДРЫ
48 **Дьяченко О.И.** Усовершенствованная концепция универсальной методики оценки эффективности геолого-технических мероприятий с учетом одновременной добычи нескольких продуктов

53 **Рефераты**

# Молодые специалисты ОАО «НК «Роснефть»: высокий уровень знаний

**В работе VII Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «НК «Роснефть» (2012 г.) участвовали 218 победителей и призеров кустовых конференций из 51 дочернего предприятия компании. Они представили 187 докладов по самым актуальным вопросам производственной деятельности. Оценивало работы конкурсное жюри, в составе которого – руководители департаментов, управлений, специалисты профильных подразделений. Сегодня для молодых специалистов компании созданы все условия для профессионального и личностного роста, развития лидерских и управленческих компетенций.**

**В этом номере журнала представлены статьи ряда победителей.**

**Алексей Тимонов,**
**первый заместитель директора Департамента разработки месторождений (Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений)**

– Наша секция рассмотрела 22 проекта. Они полностью коррелируются со стратегическими задачами, поставленными перед нами президентом компании по направлению геологии и разработки: поиск и вовлечение в разработку новых ресурсов. В этом плане очень интересны работы по дальневосточным, шельфовым проектам. Приятно удивил «РН-Эксплорейшн» – очень профессионально подходят к геологии. Как всегда, блистали молодые специалисты из «Юганскнефтегаза», «Самаранефтегаза», представив доклады по работе с базовыми активами по направлению ГТМ и трудноизвлекаемыми запасами. «Удмуртнефть» показала свое преимущество по многоствольным скважинам. Отмечу работы участников из южных регионов – «Краснодарнефтегаза», «Ставропольнефтегаза», «Роснефть-НТЦ», показавших, что в столь выработанных регионах есть перспективы и ресурсы для роста. Работы имеют прикладную направленность – часть внедряется, другие рекомендуем к внедрению. Я уверен, что по направлению «Геология и разработка» мы сможем реализовать с нашими молодыми, интеллектуальными инженерами-нефтяниками все поставленные перед компанией задачи.

## 1 секция «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений»

| | |
|---|---|
| **I место** | Щутский Григорий Анатольевич, Юдин Евгений Викторович (ООО «РН-Юганскнефтегаз») |
| **II место** | Гайдук Андрей Викторович (ООО «РН-Эксплорейшн») |
| **III место** | Перминов Дмитрий Евгеньевич (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)<br>Тихонова Маргарита Владимировна (ООО «РН-УфаНИПИнефть») |
| **Номинация «За самостоятельность и смелость в решении задач»** | Кукушкина Оксана Александровна (ООО «СамараНИПИнефть») |
| **Номинация «За практическую значимость»** | Колосов Михаил Владимирович (ООО «СамараНИПИнефть») |

## 2 секция «Добыча нефти и газа»

| | |
|---|---|
| **I место** | Аюпов Дмитрий Александрович,<br>Носов Сергей Алексеевич (ОАО «Самаранефтегаз») |
| **II место** | Вершинин Сергей Анатольевич (ОАО «Удмуртнефть») |
| **III место** | Нурмухаметов Альберт Рафисович (ООО «РН-Юганскнефтегаз») |
| **Номинация «За практическую значимость при решении проблем»** | Баркалов Станислав Юрьевич<br>(ООО «РН-НТЦ») |
| **Номинация «За системный подход к решению проблем коррозии ГНО»** | Перевощиков Денис Олегович<br>(ОАО «Удмуртнефть») |

**Радмир Файзуллин,**
**заместитель директора – начальник Управления по добыче газа и конденсата Департамента нефтегаздобычи (Добыча нефти и газа)**

– Поблагодарю еще раз организаторов конференции: легко было работать и докладчикам, и жюри. Итоги конференции говорят о высоком уровне подготовки конкурсантов. В секции добычи нет такой темы, которую нельзя было бы использовать на производстве прямо сейчас. Уровень проработки тем намного выше, чем в 2011 г. Отмечу высокий профессионализм участников: они владеют темой, языком, их приятно слушать. Хочу поблагодарить всех участников, желаю им внедрить разработки в производство. Особое пожелание руководству предприятий: оно должно сделать все, чтобы обеспечить профессиональный рост и создать условия для дальнейшего развития специалистов.

## 3 секция «Подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство месторождений»

| | |
|---|---|
| **I место** | Краснов Виталий Игоревич (ОАО «Самаранефтегаз») |
| **II место** | Николайчук Станислав Николаевич (ОАО «ТомскНИПИнефть») |
| **III место** | Галимов Ильшат Фидусович (ООО «РН-Пурнефтегаз») |
| **Номинация «Стратегические горизонты»** | Бойчук Артём Андреевич (ОАО «Удмуртнефть») |
| **Номинация «За индивидуальный подход»** | Будник Алексей Владимирович (ООО «РН-НТЦ»)<br>Черкес Екатерина Евгеньевна (ООО «РН-НТЦ») |

**Вадим Шашель,**
**директор Департамента перспективного развития нефтегаздобычи (Подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство месторождений)**

– Наша секция сложная: много механики, прикладных программных продуктов, технических расчетов. Мы рассмотрели 23 работы 27 молодых специалистов. Приятно, что в нашей компании работают такие молодые люди, которые смогли озадачить нас своими проектами. Они масштабные, тематика – от сопромата до стратегических задач, а экономика – от нескольких миллионов до миллиардов рублей, рентабельность доходит до 80 %. Пять работ изучит Департамент экономики и бизнес-планирования на предмет внедрения. По сравнению с прошлым годом повысилось качество проработки материала, свои мысли показаны через призму экономики. Думаю, что у нашей компании замечательный потенциал.

## 4 секция «Бурение скважин, нефтепромысловый сервис»

| | |
|---|---|
| **I место** | Гимазетдинов Руслан Рамильевич (ООО «РН-Юганскнефтегаз») |
| **II место** | Давлетов Данис Раисович (ООО «РН-Сервис») |
| **III место** | Тяпков Валерий Александрович (ООО «Мамонтовский КРС») |
| **Номинация «За практическую значимость»** | Селезнев Артем Петрович (ЗАО «Удмуртнефть-Бурение») |

## 5 секция «Технология и оборудование процессов нефтегазопереработки, нефтегазохимии и нефтепродуктообеспечения»

| | |
|---|---|
| **I место** | Климов Дмитрий Владимирович (ОАО «СНПЗ») |
| **II место** | Кириллов Илья Андреевич (ЗАО «Ульяновскнефтепродукт») |
| **III место** | Шаланова Алена Юрьевна (ОАО «Новокуйбышевский НПЗ») |
| **Номинация «За практическое внедрение»** | Хильсконен Кристина Владимировна (ОАО «Ангарская нефтехимическая компания») |
| **Номинация «За оригинальность в принятии решения»** | Котельников Александр Вячеславович (ОАО «АНПЗ ВНК») |
| **Номинация «За разработку новых технологий»** | Жиронкина Анастасия Александровна (ОАО «Ангарскнефтехимпроект») |

**Дмитрий Мамонкин,**
**заместитель директора Департамента нефтепереработки (Технология и оборудование процессов нефтегазопереработки, нефтегазохимии и нефтепродуктообеспечения)**

– Я несколько лет являюсь председателем или членом жюри конференции, с каждым годом все труднее оценивать проекты. Практически все работы набрали близкое к максимальному количество баллов, а два проекта при дополнительной доработке могут быть рекомендованы на соискание ученой степени кандидата наук: настолько глубока проработка и точны расчеты. Практически все работы смотрят в будущее – ребята работают на перспективу. Считаю, что победители на конференции – все мы, а побежденных нет. Мы посмотрели на молодых специалистов и увидели наш потенциал.

## 6 секция «Труд, юриспруденция, персонал»

| | |
|---|---|
| **I место** | Клещ Александр Юрьевич (ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт») |
| **II место** | Гаук Наталья Рудольфовна (ООО «РН-Архангельскнефтепродукт») |
| **III место** | Бондарь Екатерина Федоровна (ООО «РН-Находканефтепродукт») |
| **Номинация «За самую творческую идею»** | Сохарева Александра Николаевна (ЗАО «Ванкорнефть») |
| **Номинация «За лучшее воплощение идеи в жизнь»** | Темников Сергей Алексеевич (ОАО «Самаранефтехимпроект») |

### Рустам Муртазин,
**директор Департамента кадров (Труд, юриспруденция, персонал)**

– Отмечу несколько основных моментов, которые мне в этом году особенно приятны: в нашей секции выступали не только сотрудники кадровых блоков, но и сотрудники смежных служб и подразделений дочерних предприятий. Я расцениваю это как результат командной работы, которую показали все участники нашей секции. Радует, что все работы касаются тем, стоящих в краткосрочном и долгосрочном планах. А по четырем направлениям были представлены конкретные решения, которые с небольшими доработками можно тиражировать. Это реальное подспорье кадровым службам. Во время выступлений было полное ощущение того, что вышли партнеры, коллеги, которые смогли четко и хорошо аргументировать решение проблем. Это говорит об очень хорошей подготовке участников. Большое спасибо за такой пример партнерства! Надеемся, что на следующий год конкурсантов будет еще больше.

## 7 секция «Экономика, финансы»

| | |
|---|---|
| **I место** | Коровина (Матвеева) Ирина Олеговна (ОАО «СНПЗ») |
| **II место** | Дьяченко Ольга Игоревна (ООО «РН-Пурнефтегаз») |
| **III место** | Зернаев Александр Сергеевич (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)<br>Кудряшова Виктория Викторовна (ОАО «Самаранефтегаз») |
| **Номинация «За актуальность»** | Зильбер Владимир Семенович (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть») |
| **Номинация «За практическую значимость»** | Матвеева Ольга Васильевна (ОАО «Самаранефтехимпроект») |

### Наталья Сахно,
**заместитель директора Департамента экономики и бизнес-планирования (Экономика, финансы)**

– Я участвую в работе жюри четвертый раз, отмечу, что интерес молодых специалистов к конференциям растет. Раньше представляли 5–7 проектов, сейчас – 18. Выросло и качество работ. Все ребята подготовили проекты отлично, глубоко проработали материал. Очень важно и то, что в работах отражены стратегические проекты компании – шельфовые проекты, газовый бизнес, улучшение показателей эффективности глубины переработки, эффективность работы на выработанных месторождениях. В этой конференции нет проигравших. Главное, что руководители компании увидели и оценили молодых специалистов, и это начало их карьеры. Желаю им быть трудолюбивыми, активными, и все получится!

## 8 секция «Информационные технологии, автоматизация производства. Метрология»

| | |
|---|---|
| **I место** | Глазков Илья Викторович (ОАО «Куйбышевский НПЗ») |
| **II место** | Динуров Оскар Фердинандович (ООО «РН-Юганскнефтегаз») |
| **III место** | Смыслов Виталий Андреевич (ООО «СамараНИПИнефть») |
| **Номинация «За высокую степень личного участия»** | Шильникова Мария Сергеевна (ООО «РН-Находканефтепродукт») |
| **Номинация «За практическую значимость»** | Подоровская Евгения Юрьевна (ОАО «Удмуртнефть») |
| **Номинация «За актуальность и новизну»** | Насырова Ляйсан Салаватовна (ООО «РН-Пурнефтегаз») |

**Александр Кузнецов,**
**заместитель директора Департамента научно-технического развития и инноваций (Научные и экспериментальные исследования)**

– Отмечу очень высокий уровень всех докладов участников, работы были только хорошие и очень хорошие. Высок и уровень подготовки участников: конкурсанты не только прекрасно владели предметом доклада, но и хорошо ориентировались в бизнес-процессах компании. Члены жюри отметили очень интересные темы докладов. Особая благодарность нашим конкурсантам за то, что они смогли удивить членов жюри: мы получили и некие новые знания, открыли для себя что-то новое. Не зря говорят, век живи – век учись! Не все заняли призовые места, но те, кто не занял – научились представлять работы, пообщались с коллегами из разных регионов, посмотрели на уровень подготовки других. Желаю ребятам приехать на следующий год и еще выше поднять планку конференции.

## 9 секция «Промышленная энергетика, энергоэффективность»

| | |
|---|---|
| **I место** | Горшков Всеволод Валерьевич (ООО «ЮНГ-Энергонефть») |
| **II место** | Белоголов Станислав Николаевич (ЗАО «Ванкорнефть») |
| **III место** | Лыткин Владимир Николаевич (ООО «Энергонефть Томск») |
| **Номинация «За экономическую целесообразность»** | Питенев Артем Валерьевич (ООО «СпецТехТранс») |
| **Номинация «За практическую значимость»** | Митрофанов Владимир Игоревич (ОАО «Новокуйбышевский НПЗ») |

## 10 секция «Экология, промышленная безопасность, охрана труда»

| | |
|---|---|
| **I место** | Дейнего Александр Александрович (ООО «РН-Юганскнефтегаз») |
| **II место** | Мухамедияров Руслан Рауфович (Губкинский филиал ООО «РН-Бурение») |
| **III место** | Васин Антон Викторович (ООО «РН-Юганскнефтегаз») |
| **Номинация «За прикладную значимость»** | Северин Константин Евгеньевич (ООО «РН-Краснодарнефтегаз») |
| **Номинация «За оригинальную идею»** | Лебедева Диана Владиславовна (ЗАО «Технологический транспорт»)<br><br>Менгалиева Александра Александровна (ЗАО «Технологический транспорт») |

## 11 секция «Научные и экспериментальные исследования»

| | |
|---|---|
| **I место** | Выходцев Алексей Васильевич (ОАО «ТомскНИПИнефть») |
| **II место** | Летичевский Александр Евгеньевич (ОАО «Самаранефтегаз») |
| **III место** | Нигматуллин Тимур Эдуардович (ООО «РН-УфаНИПИнефть») |
| **Номинация «За большую практическую значимость»** | Новикова Надежда Валерьевна (ЗАО «ИННЦ») |
| **Номинация «За актуальность и новизну»** | Колесов Владимир Анатольевич (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть») |

УДК 553.98(470.4)
© А.В. Попкова, А.Ф. Гараев, М.А. Булгаков, 2011

# Полевые геологические семинары ООО «СамараНИПИнефть»

**А.В. Попкова, А.Ф. Гараев, М.А. Булгаков (ООО «СамараНИПИнефть»)**

*Геология учит нас смотреть открытыми глазами на окружающую природу и понимать историю ее развития*

*Академик В.А. Обручев*

Самарская область с ее удивительным геологическим прошлым – идеальное место для геологических экскурсий. Происхождение Жигулевских гор, единственных на территории Русской равнины, связано с тектоническим поднятием, начавшимся в девонское время. Максимально поднятия проявлялись в конце палеогена, среднем плиоцене и начале неогена, тогда высота Жигулевских гор достигала 900 м. В дальнейших геологических периодах территория подвергалась интенсивным эрозионным процессам, в результате были уничтожены верхние морские толщи палеогена, а также значительная часть мезозойских пород, и на значительных площадях обнажились отложения карбона и перми. Поверхность существенно понизилась и оказалась сильно рассеченной сетью узких каньонообразных долин. Усилившиеся карстообразовательные процессы способствовали снижению поверхностного размыва. В результате сформировалась Самарская Лука – единственный участок, на много сотен километров сложенный палеозойскими породами (окружающие территории повсеместно представлены породами мезозойского и кайнозойского возраста). Самарская Лука не покрывалась четвертичными оледенениями и сохранила первозданный горный облик, поэтому, несмотря на небольшую высоту, даже в специальной литературе Жигули называются горами.

Вся территория Самарской Луки и близлежащие территории объявлены ЮНЕСКО биосферным резерватом. Специалисты ООО «СамараНИПИнефть» каждый год проводят полевые геологические семинары. В числе участников, кроме специалистов ООО «СамараНИПИнефть», – представители ООО «РН-УфаНИПИнефть», ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», ОАО «Самаранефтегаз», ЗАО «СамараНафта», СамГТУ, ВОИГиРГИ, «Самаранедра».

Раковина головного моллюска – аммонита спитоницераса (Spitoniceras), ранний мел, около 125 млн. лет назад

## Первый полевой геологический семинар «Геология и региональные стратотипы мезозоя и палеозоя Самарской и Ульяновской областей» состоялся 10-12 сентября 2010 г.

Его трехдневная программа включала теплоходную экскурсию по р. Волге до с. Ундоры (235 км), посещение Ундоровского палеонтологического заказника, осмотр известняковых карьеров пос. Яблоневый овраг. Лекции по геологической изученности Урало-Поволжья были подготовлены СамГТУ.

Ундоровский палеонтологический заказник является памятником природы. 100-120 млн. лет назад по этому участку юрского моря проходил меридиональный желоб, зараженный сероводородом. Такие уникальные условия замещения органических остатков объясняют хорошую сохранность и большое количество головоногих, брюхоногих и пластинчатожаберных. Особенность ундоровских аммонитов заключается в своеобразной пиритовой

При оформлении статьи использованы фотографии из архива ООО «СамараНИПИнефть»

**Участники полевого геологического семинара «Геология и региональные стратотипы мезозоя и палеозоя Самарской и Ульяновской областей»**

«инкрустации» камер и заполнении их кальцитом (симбирцитом) желтого, коричневого или даже розового цвета. Встречаются также интересные формы разворачивающихся аммонитов.

Известняковый карьер в Яблоневом овраге (г. Жигулевск) начал работать в 1953 г. в связи со строительством ГЭС. В 1980 г. «Всесоюзный симпозиум по проблеме границы карбона и перми» признал разрез «Яблоневый овраг» эталонным. В отложениях гжельского яруса верхнего отдела каменноугольной системы Яблоневого оврага встречаются очень красивые формы кальцита, иногда с перламутровым блеском, бесцветные, белые до темно коричневого цвета. Жеоды в известняках достигают значительных размеров. Особенностью кальцитов является люминесценция в ультрафиолетовом излучении. Кроме того, в карьере встречаются довольно редкие минералы: ратовкит (осадочный флюорит), малахит, азурит.

**В середине августа 2011 г. ООО «СамараНИПИнефть» провело второй четырехдневный выездной геологический семинар «Жигулевская кругосветка».**

Программа экспедиции включала посещение Печерского месторождения природных битумов, кашпирских действующих штолен по добыче горючих сланцев, ознакомление с геологическим строением, тектоникой палеозойских и мезозойских отложений, двухдневный сплав по р. Волге с остановками для изучения обнажений, отбора образцов и посещением карьера «Богатырь».

Первый объект изучения – печерские штольни. У села Печерское в 1870 г. начались пробные варки битума. Здесь в Сызранском уезде зарождалась асфальтовая промышленность России. Именно разработка штольнями позволила резко увеличить производство асфальтовой мастики. По качеству она была лучшей в Европе. Эксплуатационные горные выработки представляют собой сложные, преимущественно горизонтальные лабиринты пересекаю-

**Участники семинара отбирают образцы битумонасыщенной породы в районе Печерского месторождения природного битума**

щихся штолен и штреков (камерно-столбовой способ проходки). Асфальтом с берегов р. Волги в XIX веке были заасфальтированы улицы г. Санкт-Петербурга, Москвы и других крупных городов России. Однако здесь интересны не только образцы битума, но и вмещающие породы и минералы. Оолитовый доломит сложен из мелких шариков, кальцит медового цвета имеет редкую в Поволжье ромбоэдрическую форму, аммониты являются руководящей фауной и служат биостратиграфическим маркером границы юры и мела.

Два дня участники экспедиции изучали печерские штольни и кашпирские обнажения, а затем начали осваивать водные просторы Самарской области. Около 40 человек командой преодолели не менее 50 км по воде вниз по течению с остановками для осмотра обнажений и отбора образцов.

Карьер «Богатырь» – последний объект исследований – один из крупнейших разрезов на р. Волге. Здесь обнажаются касимовский, гжельский и ассельский ярусы, выше наблюдаются сакмарские отложения и в самых высоких местах – казанские. К изученному гжельскому ярусу приурочены нефтеносные пласты $C_{3\text{-}I}$ и $C_{3\text{-}II}$ таких крупнейших нефтяных месторождений Самарской области, как Кулешовское и Бариновско-Лебяженское. Изучение и описание обнажений горных пород является важнейшей составляющей построения адекватной геологической модели продуктивных пластов и позволяет осуществить наилучшую взаимную привязку имеющегося геолого-промыслового материала.

**В 2012 г. ООО «СамараНИПИнефть» организовало и провело третий, ставший ежегодным, полевой геологический семинар, посвященный изучению особенностей геологического строения вулканогенно-осадочных и интрузивных комплексов на примере восточного склона Южного Урала.**

Геологическое строение Южного Урала отличается значительной сложностью, обусловленной длительной геологической историей формирования Уральской горной системы. Ученые полагают, что в конце протерозоя на территории Урала существовал обширный океан, на дне которого активно развивались тектонические и вулканические процессы. Возникшие островные дуги, окраинные моря и острова послужили местом развития пышной растительности. По трещинам в земной коре, возникавшим вдоль осей этих островов, проявлялся вулканизм. Вместе с лавой к земной поверхности поднимались ценнейшие металлические элементы: платина, золото, хром, магний, магнитные железняки. Из 55 видов важнейших полезных ископаемых, которые разрабатывают-

ся на территории России, на Урале представлено 48. С подводным вулканизмом связано также образование знаменитых уральских яшм, их месторождения отмечаются в районе Миасса и распространяются далеко на юг. Современные горные сооружения Южного Урала представляют лишь малую часть древней складчатой горной системы, которая охватывала восточную часть современного Башкортостана, всю территорию современной Челябинской области и простиралась на востоке за ее пределы.

Программа экспедиции была достаточно насыщенной. В первый день семинара в районе с. Магадеево состоялось изучение проявлений хромитов и дунитов – типичных продуктов магматогенного минералообразования. Затем был организован двухдневный сплав по р. Белой с изучением карбонатных и аллювиальных отложений по берегам. В конечной точке двухдневного сплава – Каповой пещере – участники семинара могли наблюдать многообразие карстовых процессов, активно протекающих в хемогенных известняках и в настоящее время. Капова пещера – это слаборазветвленная трехэтажная спелеосистема протяженностью около 3 км с вертикальной амплитудой 165 м, крупными залами, галереями, подземными озерами и р. Шульган. Пещера известна также благодаря наскальным рисункам первобытного человека периода палеолита. Ее окрестности представлены типичными девонскими и кембрийскими карбонатными отложениями Южного Урала.

Программа экспедиции включала посещение единственного на Урале и Европейской части РФ Сурanского месторождения плавикового шпата (флюорита), а также карьера по добыче черного мрамора, представляющего собой метаморфизованный кальцит черного и темно-серого цветов. В заключительный день семинара были изучены Черновское и Матинское месторождения горного хрусталя, на которых удалось отобрать образцы кристаллов данного минерала.

Каждый участник семинара, помимо фотографий, редких камней и кристаллов, привез домой незабываемые впечатления и эмоции. Все геологические находки представлены в коллекции геологического музея ООО «СамараНИПИнефть».

**Кристаллы горного хрусталя (образец из коллекции начальника отдела ПЗ и геологического моделирования В. Терешкина, ООО «СамараНИПИнефть»)**

УДК 553.89
© А.В. Гайдук,
О.А. Альмендингер, 2013

# Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров

## (на примере Даниловского лицензионного участка (Восточная Сибирь))

**А.В. Гайдук, О.А. Альмендингер, к.г.-м.н. (ООО «РН-Эксплорейшн»)**

**Ключевые слова:** Восточная Сибирь, Непско-Ботуобинская антеклиза, Непский свод, коллектор, усть-кутский горизонт.
**Key words:** Eastern Siberia, Nepa-Botuobinskaya anteclise, Nepa arch, oil reservoir, Ust-Kut horizon.

**Адрес для связи:** a_gaiduk@rn-exp.rosneft.ru

### Введение

В настоящее время ОАО «НК «Роснефть» владеет несколькими лицензионными участками (ЛУ) в Восточной Сибири. В период с 2009 по 2012 г. на территории шести ЛУ в Иркутской области было пробурено 13 поисково-оценочных и разведочных скважин. Бурение скважин в границах предполагаемых крупных структурно-тектонических ловушек, ограниченных разломами, выделенными по данным 2D сейсморазведки и магнито-гравиразведки, принесло неоднозначные результаты: вскрытые коллекторы (субколлекторы) обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и характеризуются слабыми притоками.

### Выделение зон улучшенных коллекторских свойств на примере Даниловского ЛУ

Даниловский ЛУ в тектоническом отношении расположен в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы – положительной надпорядковой структуры, на юго-западе граничит с Непским сводом [1]. Основные нефтеперспективные пласты связаны с венд-нижнекембрийским сульфатно-карбонатным комплексом. Доказана промышленная нефтеносность I и II усть-кутских горизонтов тэтэрской свиты (V-Э$_1$*ttr*) – соответственно пласты Б$_{3-4}$ и Б$_5$ [2].

В настоящее время в пределах площади открыты два нефтяных месторождения, пробурены 35 скважин, из них 4 дали промышленный приток нефти, 2 – значительный приток воды, остальные скважины вскрыли породы, обладающие крайне низкими ФЕС и, как следствие, оказались слабоприточными или бесприточными. В связи с «мозаичностью» распространения зон коллекторов и с целью дальнейшего освоения ЛУ возникла необходимость поиска критериев прогноза распространения зон с улучшенными коллекторскими свойствами и их геометризации.

В 2011 г. бурением скв. А, давшей фонтанный приток нефти, было открыто Северо-Даниловское месторождение. Также существует ранее открытое Даниловское месторождение (ООО «Данилово»), в пределах которого пробурены три скважины, давшие значительные притоки из того же интервала разреза (пласты Б$_{3-4}$, Б$_5$). Авторами отмечено, что эти скважины пробурены в зонах погребенных выступов фундамента и имеют сходное строение, характеризующееся отсутствием нижней базальной терригенной свиты венда (непская свита) и сокращением толщины нижнего карбонатного горизонта (преображенский горизонт), вплоть до полного его отсутствия. В сейсмическом волновом поле выступы отчетливо видны и определяются потерей корреляции опорного отражающего горизонта М2 (кровля непской свиты), ухудшением корреляции горизонта М1 (кровля преображенского горизонта) (рис. 1). На основе изучения керна было установлено, что продуктивный горизонт представлен доломитами, состоящими из микрофитолитов и их обломков,

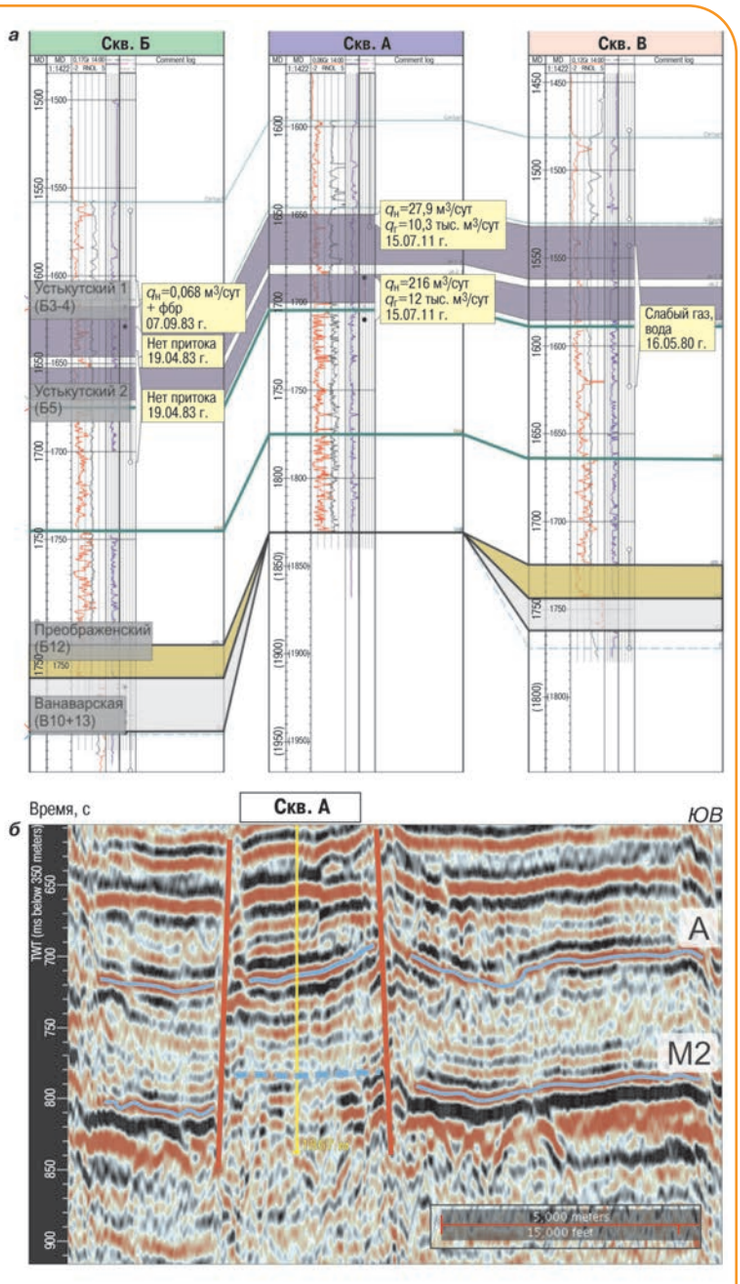



**Рис. 1. Выраженность погребенного выступа фундамента, расположенного в пределах Даниловской площади, на схеме межскважинной корреляции горизонтов (*а*) и в сейсмическом поле (*б*)**

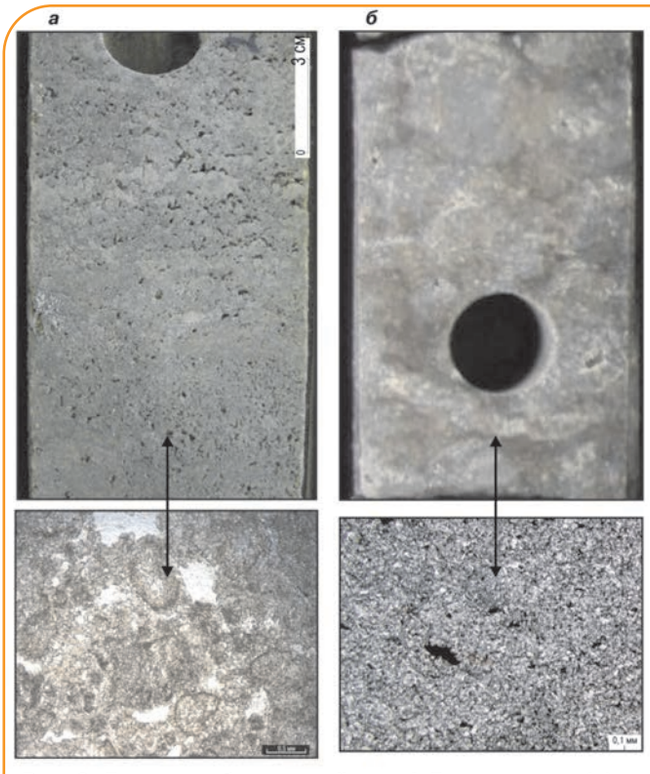



**Рис. 2. Доломит обломочный скв. А Даниловская (*а*) и доломит микрозернистый скв. Г Могдинская (*б*)**

Даниловский ЛУ в тектоническом отношении расположен в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы – положительной надпорядковой структуры, на юго-западе граничит с Непским сводом. Основные нефтеперспективные пласты связаны с венд-нижнекембрийским сульфатно-карбонатным комплексом. Доказана промышленная нефтеносность I и II усть-кутских горизонтов тэтэрской свиты (V-$Э_1$*ttr*) – соответственно пласты $Б_{3-4}$ и $Б_5$.

оолитов без примеси тонкодисперсного материала, по структуре напоминает песчаник (рис. 2, *а*). Все это указывает на накопление породы в условиях активной гидродинамики. В свою очередь в слабо- и непродуктивных скважинах в керне преобладают микритовые разности (см. рис. 2, *б*), что свидетельствует о накоплении карбоната в застойных гидродинамических условиях.

Проанализировав сейсмические и скважинные данные, авторы предложили седиментологическую и геологическую модели усть-кутского горизонта. В усть-кутское время территория представляла собой пологомоноклинальную карбонатную платформу с преобладанием биохимического осаждения тонкодисперсного материала с локально распространенными приподнятыми подводными отмельными островами – шоалами (рис. 3). Таким намывным телам прису-

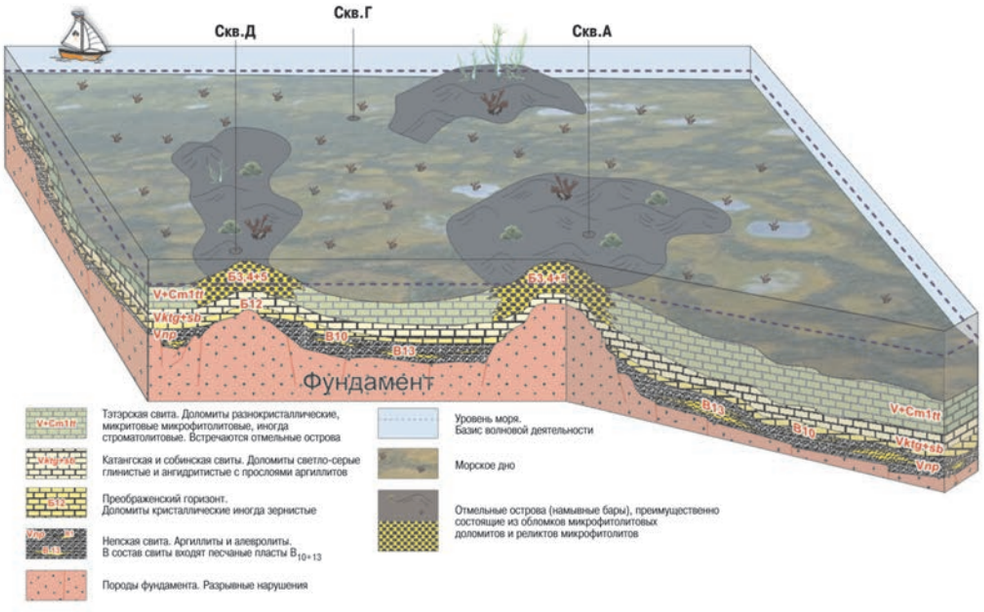



**Рис. 3. Принципиальная схема формирования отложений устьь-кутукского горизонта**

В палеогеоморфологическом отношении продуктивный горизонт (пласты $Б_{3-4}$, $Б_5$) в изучаемом районе накапливался в приподнятой зоне в пределах выступа фундамента, что также подтверждает возможность накопления коллектора выше базиса волн. В дальнейшем карбонатный песчаник подвергся активному выщелачиванию, что значительно улучшило его ФЕС (коэффициент пористости находится в диапазоне от 13 до 20 %, проницаемости – от 0,1 до 1,5 мкм$^2$) [3]. Микритовые разности подвергались выщелачиванию в меньшей степени (коэффициент пористости изменяется от 1 до 12 %, проницаемости – от $0{,}01 \cdot 10^{-3}$ до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$) [4]. После установления геологических предпосылок образования коллектора с хорошими ФЕС были проанализированы данные 2D сейсморазведки, на основании которых откартированы погребенные выступы фундамента. Приняв скв. А Даниловской площади за эталонную, в пределах выступов фунда-

щи повышенная гидродинамика среды с накоплением отмытого от тонкого материала осадка, что и наблюдалось при исследовании керна. Необходимое условие для развития таких тел – накопление материала выше базиса волновой деятельности. Очевидно, выступы фундамента в усть-кутское время служили областями для накопления высокопористых пород. Все это позволяет предположить развитие высокопродуктивного коллектора в пределах палеовыступа и резкое снижение ФЕС по мере удаления от него.

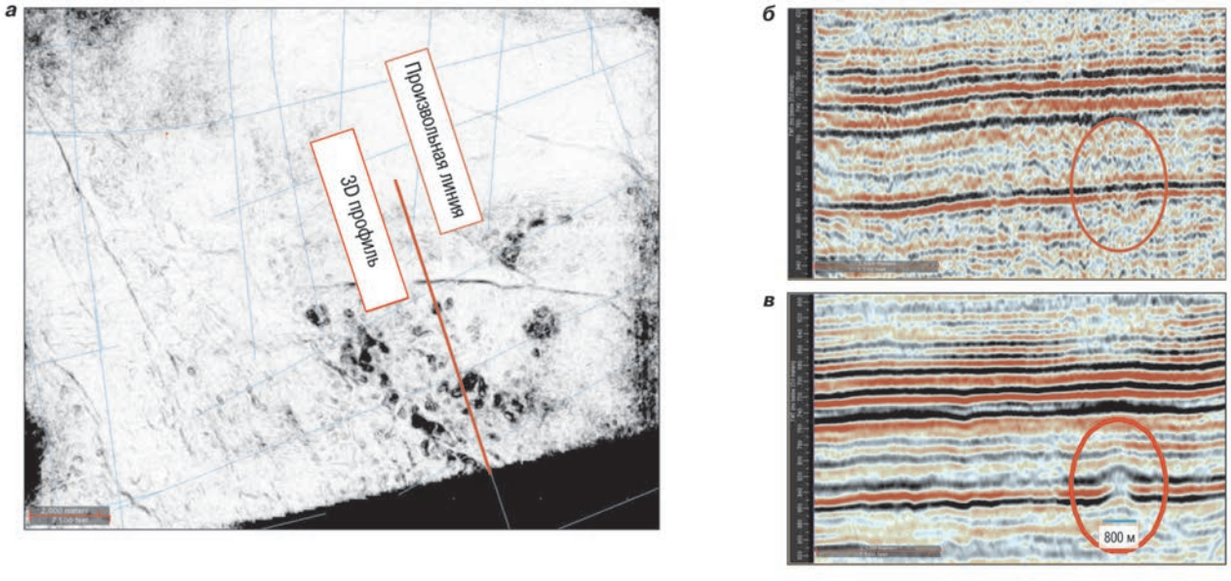



**Рис. 4. Выраженность выступов фундамента на Могдинской площади по данным сейсморазведки:**
***а* – горизонтальный разрез куба когерентности; *б* – сейсмический профиль 2D; *в* – сейсмический профиль 3D**

мента были подсчитаны ресурсы по достоверным объектам (признаки: выступ фундамента, отсутствие терригенных отложений).

В результате интерпретации данных сейсморазведки 3D выделены выступы на Могдинском ЛУ, ранее не выявленные по результатам 2D сейсморазведки (рис. 4). Также по данным сейсморазведки 3D на Даниловском ЛУ уточнены контуры крупных (площадь более 20 км$^2$) ранее выявленных погребенных выступов и обнаружены новые выступы, выходящие за пределы Северо-Даниловского месторождения.

## Заключение

В работе дано объяснение геологических предпосылок для образования коллекторов с высокими значениями ФЕС. На основании сейсмических данных осуществлен прогноз распространения зон с улучшенными коллекторскими свойствами и геометризированы залежи. Подсчитаны запасы и ресурсы перспективных и доказанных залежей.

## Список литературы


1. *Перспективы* нефтегазоносности Восточной Сибири и сравнительная ресурсно-геологическая и геолого-экономическая оценка аукционных участков на 2006-2010гг./Информационное обеспечение прогноза перспектив нефтегазоносности территории Восточной Сибири с целью оценки целесообразности приобретения лицензионных участков; отв. исп. С.А. Моисеев, науч. рук. А.Э. Конторович, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, 2006.

2. *Разработать* и внедрить рекомендации к планам поисковых работ на территории центральных районов Ленно-Тунгусской провинции (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы, Катангская седловина) на основе обобщения геолого-геофизической информации с построением набора нефтегазогеологических карт масштаба 1:200000 и 1:500000: Отчет о НИР/СНИИГГиМС; Отв. исп. Н.В. Мельников – № гр 01.87.0036831; 1-87-50/3; Инв. № 2632 д. – Новосибирск, 1988.

3. *Комплексные* исследования керна поисково-оценочной скважины № 71 Даниловского лицензионного участка/Отчет о НИР по договору 162-11-ВС от 11.07.2011 г. – Тверь: ОАО НПЦ «Тверьгеофизика», 2012.

4. *Комплексное* исследование керна поисково-оценочной скважины №7 Могдинского лицензионного участка/Отчет о НИР по договору №102/10 от 22.07.2010 г. – Тверь: ОАО НПЦ «Тверьгеофизика», 2011.


## References


1. *Perspektivy neftegazonosnosti Vostochnoy Sibiri i sravnitel'naya resursno-geologicheskaya i geologo-ekonomicheskaya otsenka auktsionnykh uchastkov na 2006-2010 gg.* (Petroleum potential of East Siberia and the relative resource-geological and geo-economic evaluation of auction sites in 2006-2010.), Informatsionnoe obespechenie prognoza perspektiv neftegazonosnosti territorii Vostochnoy Sibiri s tsel'yu otsenki tselesoobraznosti priobreteniya litsenzionnykh uchastkov (Information support of forecasting oil and gas prospects in Eastern Siberia in order to assess the feasibility of acquiring the license areas):Moiseev S.A., Kontorovich A.E., Novosibirsk: Publ. of IPGG RAS, 2006.

2. *Research Report "Razrabotat' i vnedrit' rekomendatsii k planam poiskovykh rabot na territorii tsentral'nykh rayonov Lenno-Tungusskoy provintsii* (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy, Katangskaya sedlovina) na osnove obobshcheniya geologo-geofizicheskoy informatsii s postroeniem nabora neftegazogeologicheskikh kart masshtaba 1:200000 i 1:500000" (Develop and implement recommendations to plans prospecting in the central areas of Leno-Tunguska province (Nepa-Botuobinskaya, Baikit anteclise Katanga saddle) on the basis of generalization of geological and geophysical data sets with building oil and gas geological maps of scale 1:200,000 and 1:500,000): Mel'nikov N.V., Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1988.

3. *Research Report "Kompleksnye issledovaniya kerna poiskovo-otsenochnoy skvazhiny no. 71 Danilovskogo litsenzionnogo uchastka"* (Complex studies of core of exploration and appraisal well no. 71 of Danilov license area), Tver': OAO NPTs "Tver'geofizika", 2012.

4. *Research Report "Kompleksnye issledovaniya kerna poiskovo-otsenochnoy skvazhiny no. 7 Mogdinskogo litsenzionnogo uchastka* (Complex studies of core of exploration and appraisal well no. 7 of Mogdinsky license area), Tver': OAO NPTs "Tver'geofizika", 2011.

УДК 622.276.43
© А.А. Лубнин, Е.В. Юдин, Г.А. Щутский, 2013

# Инженерный подход к решению задач заводнения

**А.А. Лубнин, Е.В. Юдин, Г.А. Щутский (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)**

**Ключевые слова:** заводнение, гидродинамическое моделирование, интерференция скважин.
**Key words:** waterflooding, hydrodynamic modeling, well interference.

**Адреса для связи:** LubninAA@yungjsc.com, YudinEV@yungjsc.com

## Введение

При мониторинге разработки месторождения с применением заводнения, планировании добычи и закачки рабочего агента в продуктивный пласт возникает необходимость решения следующих задач.

*1. Расчет динамики добычи по участку месторождения при изменении режимов работы нагнетательных скважин, располагающихся в пределах рассматриваемой части залежи.* Для планирования обустройства месторождения, времени ввода объектов поверхностной инфраструктуры в работу, экономического обоснования «расшивок» системы и реконструкций водоводов высокого давления необходимо выполнять расчеты приростов добычи от перевода добывающих скважин в нагнетательные, изменения забойных давлений в нагнетательных или добывающих скважинах. В настоящее время с целью решения данной задачи разработаны коммерческие программные комплексы для интегрированного расчета системы поверхностное обустройство – скважина – пласт. Однако их использование для оперативных расчетов затруднительно вследствие значительных трудовых и временных затрат на создание моделей и их адаптацию.

*2. Определение оптимального времени отработки нагнетательной скважины на нефть.* Перевод скважины из добычи в нагнетание является одним из важнейших видов геолого-технических мероприятий (ГТМ). Формирование системы поддержания пластового давления (ППД) существенно влияет на динамику пластового давления, распределение фильтрационных полей, коэффициент извлечения нефти (КИН). Несвоевременный перевод скважин под нагнетание приводит к потерям добычи, снижению экономической эффективности разработки месторождения, недовыработке запасов и др. При принятии решения о дате перевода нагнетательной скважины необходимо учитывать наряду с технологическими показателями работы скважин фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных пластов, параметры неоднородности среды, запасы на скважину, режимы работы скважин и др.

В данной статье предлагается подход к определению и прогнозу эффективности заводнения. Приведены примеры его применения для решения

некоторых вышеуказанных задач: определение оптимального времени отработки нагнетательной скважины на нефть; расчет потерь добычи при несвоевременном вводе объектов поверхностного обустройства в работу и запаздывающем формировании системы ППД. Подход основан на применении упрощенной аналитической модели работы скважины. Данная модель позволяет рассчитать дебит скважин элемента симметрии системы заводнения на всех режимах работы (неустановившемся, псевдоустановившемся, установившемся) и эффективность системы ППД.

## Описание модели

Для определения эффективности системы ППД и оптимального режима заводнения необходимо иметь модель, учитывающую интерференцию скважин. Рассмотрим различные подходы к определению дебита скважин в многоскважинной системе.

Для решения задач разработки используются полномасштабные гидродинамические модели. Однако их применение на практике проблематично вследствие трудоемкости создания и оперативной адаптации. Кроме того, для настройки гидродинамической модели необходимо идентифицировать большое число заранее неизвестных кубов свойств (ФЕС ячеек), для этого требуется значительный объем промысловой и геофизической информации. Часто таких данных нет, например при рассмотрении новых участков текущего бурения и ввода скважин в эксплуатацию.

Подходы, основанные на матрице взаимной продуктивности [1, 2] и «емкостных» моделях (capacitance models) [3-6], также не всегда применимы вследствие большого числа параметров, которые необходимо идентифицировать. Так, для многоскважинной системы, состоящей из $N$ скважин, необходимо идентифицировать около $N^2$ значений. Например, для системы скважин одного куста (20 – 40 скважин) необходимо найти несколько сотен параметров. Это число неизвестных, безусловно, меньше, чем в полномасштабной гидродинамической модели, однако и в данном случае для решения обратной задачи необходим продолжительный «обучающий» период (до 10 лет).

Существуют также различные аналитические модели для расчета дебитов скважин в регулярных многоскважинных системах разработки, рассматривающих как единичное соотношение подвижностей вытесняющего и насыщающего флюидов [7, 8], так и более общий случай [9]. Главным недостатком таких моделей является то, что они отражают только установившийся режим, тогда как изменение режима работы нагнетательной скважины сопровождается перераспределением поля давления.

В связи с отмеченным для оценки эффективности системы ППД, расчета потерь и приростов добычи из-за изменения объемов закачки (и при решении задач, связанных с расчетом интерференции скважин) используют метод материального баланса [10], который позволяет быстро оценить влияние интерференции скважин через динамику среднего пластового давления. Однако данный метод не учитывает неустановившийся режим, что приводит к существенным ошибкам при анализе разработки низкопроницаемых участков месторождения. Таким образом, при использовании метода материального баланса невозможно оценить темп снижения дебита новых скважин при несвоевременном вводе объектов ППД, рассчитать оптимальное время перевода нагнетательной скважины.

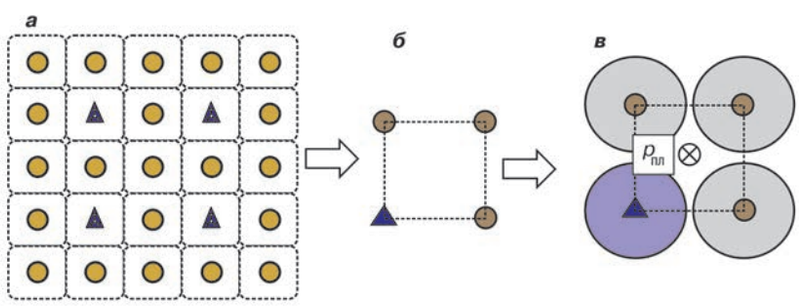



**Рис. 1. Девятиточечная система разработки (*а*) с выделенным элементом симметрии (*б*) и зонами отбора и нагнетания (*в*)**

В данной работе построена численно-аналитическая модель, лишенная указанных недостатков. Подход к построению модели основан на принципе, изложенном в работе [11]. Рассматривается регулярная система заводнения с элементом симметрии, содержащим $N$ добывающих и нагнетательных скважин (рис. 1). Аналогично работе [11] каждой из скважин приписывается своя зона дренирования: для нагнетательной – область закачки; для добывающей – область добычи. Однако для определения дебита скважин на всех режимах в пределах каждой области дренирования в данной работе используется уравнение пьезопроводности [12]. Для описания взаимодействия зон в отличие от метода узлового анализа в постановке, используемой в работе [11] (см. рис. 1), применяются граничные условия специального вида

$$\begin{cases} p_i(\vec{r},t)\big|_{\Gamma_i} = p_j(\vec{r},t)\big|_{\Gamma_j} \\ \dfrac{k}{\mu_i}\dfrac{\partial p_i}{\partial n_i}\Big|_{\Gamma_i} = \dfrac{k}{\mu_j}\dfrac{\partial p_j}{\partial n_j}\Big|_{\Gamma_j} \end{cases}, \quad (1)$$

где $p_i(\vec{r}, t)$, $p_j(\vec{r}, t)$ – давление соответственно в $i$-й и $j$-й зоне дренирования; $\vec{r}$ – радиус-вектор; $t$ – время; $\Gamma_i$, $\Gamma_j$ – граница соответственно $i$-й и $j$-й зоны дренирования; $k$ – эффективная проницаемость пласта; $\mu_i$, $\mu_j$ – эффективная вязкость (для двухфазной фильтрации вычисляется в соответствии с методикой [9]) соответственно в $i$-й и $j$-й зоне дренирования; $n_i$, $n_j$ – внешняя нормаль к границе $i$-й и $j$-й зоны дренирования.

Таким образом, задача двухфазной фильтрации в регулярной системе заводнения сводится к сопряжению решения задач в каждой из областей дренирования элемента симметрии (например, для пятиточечной системы разработки это сопряжение двухфазной фильтрации в зоне закачки и отбора). Решение в каждой из областей дренирования может быть получено методом возмущения формы границы [13], что позволяет снизить размерность задачи и перейти от двумерной к сопряжению решений нескольких одномерных задач. В данной работе в каждой из областей дренирования решается плоскорадиальная задача, а области дренирования аппроксимируются кругами с соответствующими площадями (см. рис. 1).

Построенная модель была проверена на численном гидродинамическом симуляторе. Получено хорошее совпадение результатов расчетов. Применение модели дает возможность оперативно рассчитать различные темпы снижения добычи жидкости и оценить динамику пластового давления для разных периодов отработки нагнетательной скважины на нефть (рис. 2). В представленном виде модель применима для однопластовых месторождений без газовой шапки. Использование ее ограничено коллекторами нефти с низкими газовыми факторами, когда влиянием выделения газа можно пренебречь (все основные месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»).

## Примеры применения предложенного подхода

В 2011 г. возрос риск переноса даты запуска кустовой насосной станции (КНС) в районе бурения новых скважин на одном из месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз». Сдвиг даты перевода скважин в среднем составил 2 мес (рис. 3, *а*). Задача заключалась в оценке увеличения темпа снижения добычи по новым скважинам из-за падения пластового давления и определении потерь в добыче на конец 2011 г. (для уточнения базовой добычи на начало 2012 г.). Расчеты были выполнены по следующей методике. На первом этапе осуществлялась адаптация описанной выше модели по фактическим данным. На втором этапе модель использовалась для прогноза темпов снижения и потерь добычи, а также для оценки эффективности системы ППД (рис. 3, *б*). Как и предполагалось, риск несвоевременного ввода КНС оправдался: в феврале 2012 г. произошли потери базовой добычи из-за снижения пластового давления. Однако эти потери были учтены в утвержденном бизнес-плане добычи на 2012 г. с помощью описанного выше алгоритма.

Рассмотрим еще один пример применения предлагаемой модели для оценки оптимального времени отработки нагнетательной скважины на нефть. В данной работе оптимизируемым пара-

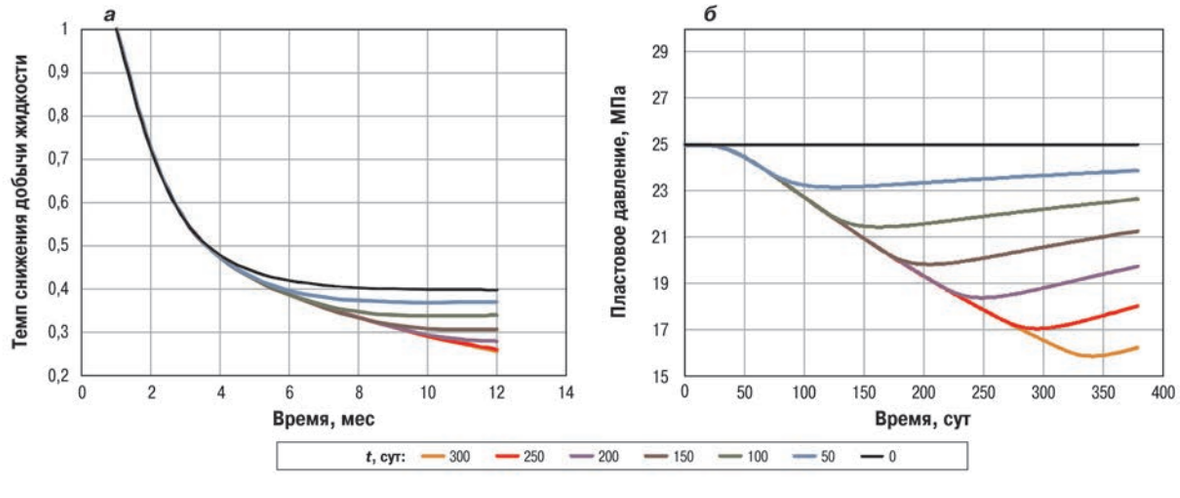



**Рис. 2. Темпы снижения добычи (*а*) и динамика пластового давления (*б*) при различном времени отработки нагнетательной скважины на нефть *t***

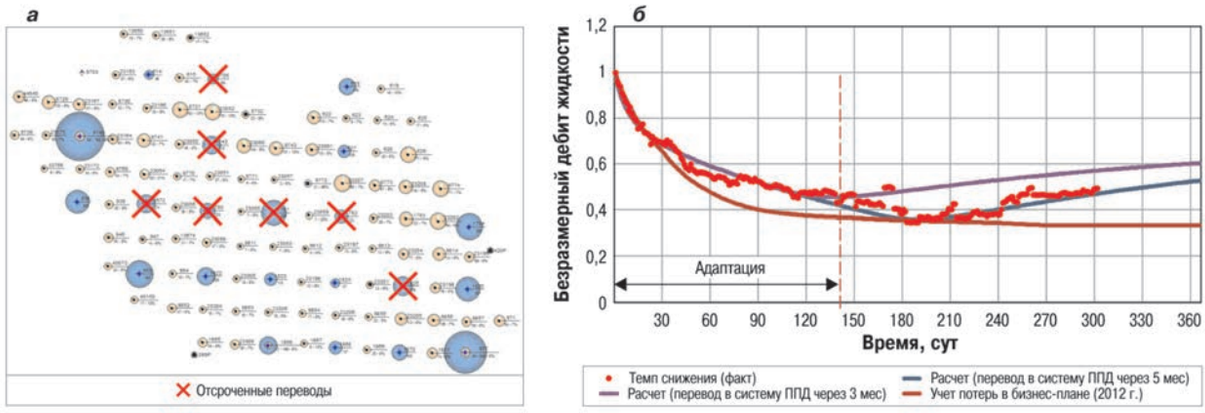



**Рис. 3. Карта текущих отборов (*а*), адаптация модели и расчет темпов падения дебита жидкости (*б*)**

метром являлся чистый дисконтированный доход (NPV), так как именно он отражает эффективность разработки месторождения. С помощью применения предлагаемого алгоритма планирования получена зависимость оптимального времени отработки нагнетательной скважины на нефть от проницаемости для стандартных условий работы скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз». Данная зависимость не противоречит соотношению, представленному в работе [14], которое получено на основании построенной аналитической модели: с ростом проницаемости время отработки на нефть уменьшается. Для низкопроницаемых пластов оптимальное время отработки достигает десятков месяцев, для пластов проницаемостью более 0,01 мкм$^2$ перевод скважины под нагнетание должен осуществляться как можно быстрее.

Отличие рассматриваемого в данной работе подхода заключается в том, что для расчета предлагаемым методом нет необходимости предварительной настройки модели с помощью численного гидродинамического симулятора, как это требуется в работе [14]. Кроме того, предлагаемая модель более универсальная, поскольку позволяет задавать по скважине произвольные граничные условия и режимы работы (произвольное забойное давление, дебит или их линейную связь, смену режимов работы).

На рис. 4, *а* приведено оптимальное время отработки нагнетательной скважины на нефть для различных участков одного из основных месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз». Видно, что даже в пределах одного месторождения подход к заводнению на различных его участках должен быть индивидуальным. На рис. 4, *б* показан дополни-

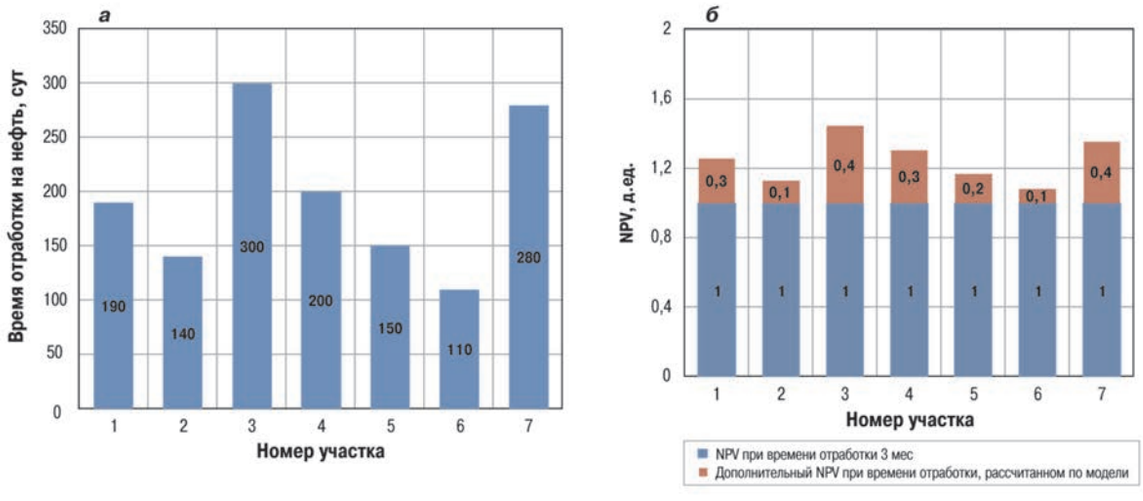



**Рис. 4. Оптимальное время отработки нагнетательной скважины на нефть (*а*) и увеличение NPV относительно сценария со стандартным временем отработки скважин 3 мес (*б*)**

тельный NPV (в приведенных единицах) при переводе скважин в систему заводнения после рекомендуемого времени отработки. По сравнению с базовым сценарием, при котором время отработки равняется 3 мес, NPV увеличивается на 10-40 % для различных участков месторождения.

### Выводы

1. Предложена аналитическая модель определения дебита скважины в регулярной системе заводнения на всех режимах работы. Показано ее преимущество по сравнению с существующими подходами.

2. На основе модели предложен способ определения эффективности системы ППД и осуществлены планирование темпов падения добычи, расчет потерь добычи из-за несвоевременного ввода объектов системы ППД, определено оптимальное время отработки нагнетательной скважины на нефть.

## Список литературы


1. *Ozkan E.* Performance of Horizontal Wells. – PhD thesis. The University of Tulsa, 1988.

2. *Valko P.P., Doublet L.E., Blasingame T.A.* Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI)//SPE 51793.

3. *Albertoni A., Lake L.* Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods//SPE 83381.

4. *Estimation* of Interwell Connectivity in Case of Fluctuating Bottomhole Pressures/D. Kaviani, J. Jensen, L. Lake, M. Fahes//SPE 117856.

5. *Weber D.* The Use of Capacitance-Resistance Models to Optimize Injection Allocation and Well Location in Water Floods. – PhD thesis. The University of Texas at Austin, 2009.

6. *A Capacitance* Model to Infer Interwell Connectivity from Production – and Injection –Rate Fluctuations//A. Yousef, P. Gentil, J. Jensen, L. Lake//SPE 95322.

7. *Маскет М.* Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 640 с.

8. *Deppe J.C.* Injection Rates – The Effect of Mobility Ratio, Area Swept, and Pattern//SPE 1472-G.

9. *Hansen C.E., Fanchi J.R.* Producer/Injector Ratio: The Key to Understanding Pattern Flow Performance and Optimizing Waterflooding//SPE 86574.

10. *Уолш М., Лейк Л.* Первичные методы разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 652 с.

11. *Хасанов М.М., Мукминов И.Р., Бачин С.И.* К расчету притока жидкости к скважинам, работающим в условиях локального разгазирования//Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 8-9. – С. 2-9.

12. *Щелкачев В.Н.* Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации – Монография: в 2 ч. – М.: Нефть и газ, 1995.

13. *Большаков В.И., Андрианов И.В., Даншиевский В.В.* Асимптотические методы расчета композитных материалов с учетом внутренней структуры. – Днепропетровск: Пороги, 2008 – 196 с.

14. *Хасанов М.М., Краснов В.А., Коротовских В.А.* Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть//Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 5. – С. 19-22.


## References


1. Ozkan E., *Performance of Horizontal Wells: PhD dissertation*, U. of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1988.

2. Valko P.P., Doublet L.E., Blasingame T.A., *Development and application of the Multiwell Productivity Index (MPI)*, SPE 51793.

3. Albertoni A., Lake L., *Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods*, SPE 83381.

4. Kaviani D., Jensen J., Lake L., Fahes M., *Estimation of interwell connectivity in case of fluctuating bottomhole pressures*, SPE 117856.

5. Weber D., *The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods: PhD dissertation*, Austin,The University of Texas, 2009.

6. Yousef A., Gentil P., Jensen J., Lake L., *A capacitance model to infer interwell connectivity from production – and injection –rate fluctuations*, SPE 95322.

7. Muskat M., *The flow of homogeneous fluids through porous media*, New York and London: McGraw-Hill Book Company, 1937, 763 p.

8. Deppe J.C., *Injection Rates – the effect of mobility ratio, area swept, and pattern*, SPE 1472-G.

9. Hansen C.E., Fanchi J.R., *Producer/Injector ratio: the key to understanding pattern flow performance and optimizing waterflooding*, SPE 86574.

10. Walsh M.P., Lake L.W., *A generalized approach to primary hydrocarbon recovery*, Handbook of petroleum exploration and production, Elsevier, 2003.

11. Khasanov M.M., Mukminov I.R., Bachin S.I., *Neftepromyslovoe delo*, 2000, no. 8-9, pp. 2-9.

12. Shchelkachev V.N., *Osnovy i prilozheniya teorii neustanovivsheysya fil'tratsii* (Fundamentals and applications of the theory of unsteady filtration), Moscow: Neft' i gaz Publ., 1995.

13. Bol'shakov V.I., Andrianov I.V., Danishevskiy V.V., *Asimptoticheskie metody rascheta kompozitnykh materialov s uchetom vnutrenney struktury* (Asymptotic methods of calculation of composite materials according to the internal structure), Dnepropetrovsk: Porogi Publ., 2008, 196 p.

14. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Korotovskikh V.A., *Nauchno-tekhnicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2007, no. 5, pp. 19-22.

УДК 622.276.012:621.311
© В.В. Горшков, 2013

# Модернизация средств диагностики за счет применения современных методов неразрушающего контроля

**В.В. Горшков (ООО «ЮНГ-Энергонефть»)**

**Ключевые слова:** неразрушающие методы, техническая диагностика, контроль, линия электропередач, повреждение, излучение.
**Key words:** nondestructive methods, technical diagnostics, control, power line, damage, radiation.

**Адрес для связи:** GorshkovVV@ENERGY.yungjsk.com

## Введение

Современный уровень развития производства требует проведения постоянно усложняющихся контрольно-измерительных процедур. Особое место среди них занимают неразрушающие методы контроля и технической диагностики [1]. Одной из главных задач энергетических компаний является снижение аварийности. Для этого применяется система планово-предупредительных ремонтов (ППР). Это старый, но в то же время надежный метод борьбы с аварийностью, однако его большим недостатком является необоснованный вывод оборудования в ремонт. Уже сейчас многие специалисты говорят о переходе на обслуживание электрооборудования по его фактическому состоянию, но для этого требуются время и современные средства диагностики. Таким образом, модернизация средств диагностики является весьма актуальной задачей.

## Применение системы ультрафиолетового контроля

*Контроль состояния сетей и подстанций.* Одной из важных областей применения системы ультрафиолетового контроля в электросетях и подстанциях является контроль состояния гибкой ошиновки открытого распределительного устройства (ОРУ) и линий электропередач (ЛЭП) [2].

На рис. 1 приведен типичный случай механического разрушения элементарных проводников ЛЭП 110 кВ. Этот и другие дефекты удалось обнаружить в результате успешной реализации системы ультрафиолетового контроля на предприятии ООО «Энергонефть – Томск».

Значительный интерес представляет применение ультрафиолетовой диагностики для контроля загрязненности подвесных и опорных изоляторов, а также для контроля и определения наличия трещин в опорных изоляторах разъединителей и выключателей [3]. На рис. 2 представлен характерный вид ультрафиолетограммы при контроле поворотного изолятора разъединителя с начальной фазой образования трещины в оголовке.

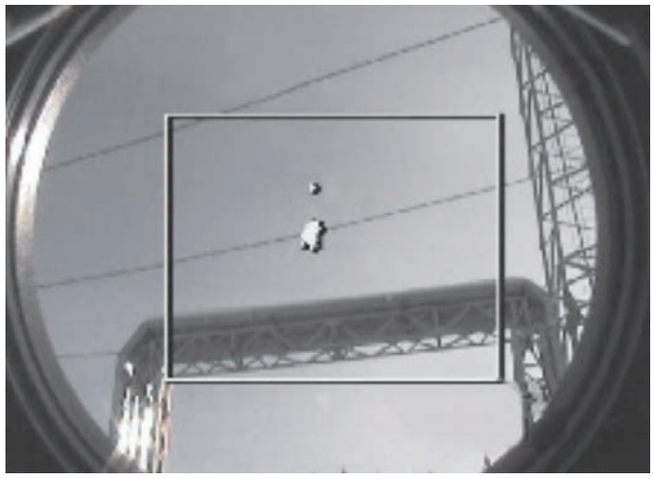


**Рис. 1. Частичные разряды на повреждениях элементарных проводников ЛЭП 110 кВ**

**Рис. 2. Частичные разряды в области оголовка при механическом повреждении поворотного изолятора разъединителя (ООО «Энергонефть – Томск»)**

Практически во всех добывающих обществах, эксплуатирующих электроэнергетическое оборудование, требуется провести модернизацию средств диагностики. Снижение аварийности всего на 3 % значительно уменьшает удельные потери нефти.

*Контроль технического состояния энергетического оборудования.* При оценке технического состояния объектов со слабым тепловыделением (вводы силовых трансформаторов и реакторов, трансформаторов тока, ограничителей перенапряжения) при термографическом контроле возникают серьезные проблемы, связанные с необходимостью определения малых температурных изменений на фоне значительных изменений температуры, вызванных влиянием ребер фарфора или вариациями излучательной способности.

Для обеспечения безаварийной работы аппаратов открытого распределительного устройства (ОРУ) важным является своевременное обнаружение механических повреждений опорных изоляторов различного назначения [3]. До настоящего времени данная задача решалась путем вывода оборудования из работы и визуального осмотра или локального ультразвукового контроля фарфора. Метод требует отключения оборудования и обладает низкой производительностью, что является его основным недостатком. Одно из перспективных направлений в данной области – контроль технического состояния опорных и подвесных изоляторов методами регистрации ультрафиолетового излучения частичных разрядов, возникающего в дефектных зонах изоляторов (рис. 3).

Сопряженное видимое и ультрафиолетовое изображение объекта позволяет легко установить место и характер протекающего явления. В ряде случаев термографическое изображение дает возможность уточнить причину и степень развития дефекта. Так как при коронном разряде происходит незначительное выделение тепла, дефекты в изоляторах обнаруживаются по ультрафиолетовому излучению задолго до перехода процесса в фазу теплового пробоя. При использовании электрических и электромагнитных методов измерения частичных разрядов для контроля технического состояния аппаратов ОРУ возникают проблемы с определением источника помех. Система ультрафиолетового контроля позволяет оперативно решить задачу определения мест появления интенсивной короны и повысить достоверность измерения частичных разрядов в распределительных устройствах высокого напряжения.

## Оценка технического состояния электрических аппаратов по контролю ультрафиолетового излучения

Обнаружение локальных участков и зон высоковольтного аппарата с ультрафиолетовым излучением и потоком регистрируемых импульсов более 3000 имп/мин по выделенному участку свидетельствует о наличии развитого дефекта ошиновки и изоляции. Это также подтверждает видимое изображение области ультрафиолетового излучения, сопоставимой по масштабу с минимальным размером контролируемого объекта (для гирлянды изоляторов поперечный размер тарельчатого изолятора).

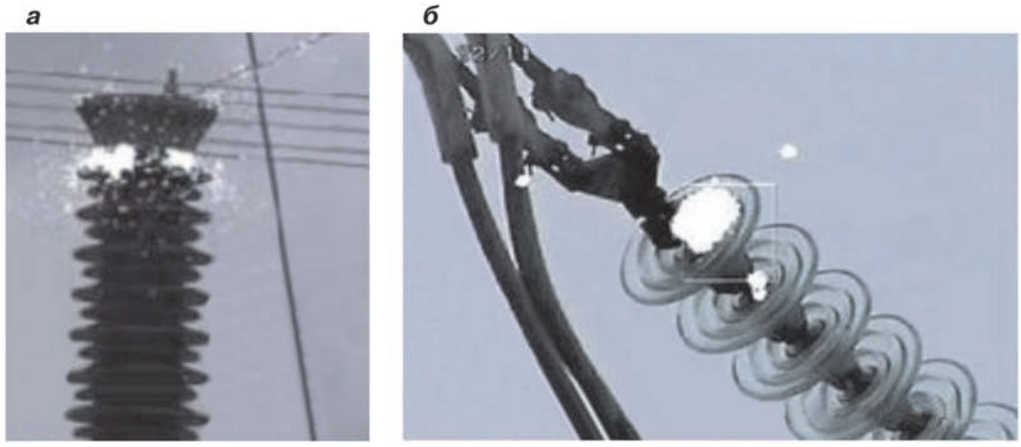



**Рис. 3. Частичные разряды на подвесном (а) и опорном (б) изоляторах [2]**

Идентификацию дефектов, выявленных при ультрафиолетовом контроле большого числа единиц исследуемого оборудования, рекомендуется проводить в рамках специального (инфракрасного) контроля, предусматривающего использование тепловизионных средств и средств визуального контроля с кратностью увеличения не менее 12, размещенных на штативе или специальной платформе на транспортных средствах. Совпадение дефектов, выявленных при ульрафиолетовом и инфракрасном контроле, свидетельствует о более поздних (предаварийных) стадиях их развития, так как электроразрядные процессы (коронный, стримерный, поверхностный), инициируемые на начальной и средней стадиях развития дефектов, имеют уровень тепловыделения, не достаточный для эффективного применения инфракрасных приборных средств [4].

Система ультрафиолетового контроля прошла успешное испытание в ООО «Энергонефть-Томск»: было обнаружено и устранено большое число дефектов. Планируется реализовать данный проект и в других добывающих обществах.

## Сравнение методов диагностики

Все методы диагностики имеют свои достоинства и недостатки, поэтому результат их применения зависит от того, на какой вид оборудования устанавливается система контроля и какие цели преследуются. Главной целью является снижение числа аварий, связанных с разрушениями фарфоровой и полимерной изоляции, а также выявление структурных повреждений проводов ЛЭП. Основная задача заключается в обнаружении дефектов на ранней стадии их развития без отключения электрооборудования и дополнительных усложнений системы. Только после этого можно сделать вывод, что наиболее эффективным вариантом будет применение системы ультрафиолетового контроля, так как она:

– не требует установки дополнительных датчиков, которые значительно усложняют систему и нуждаются в дополнительном обслуживании;

– исключает отключение электрооборудования;

– имеет сравнительно невысокую цену;

– имеет положительный опыт применения.

Экономический расчет показал, что срок окупаемости проекта составит 6 мес.

## Заключение

Практически во всех добывающих обществах, эксплуатирующих электроэнергетическое оборудование, требуется провести модернизацию средств диагностики. Снижение аварийности всего на 3 % значительно уменьшает удельные потери нефти. При переходе на обслуживание электрооборудования по его фактическому состоянию одним из главных этапов станет улучшение средств диагностики. Система ультрафиолетового контроля прошла успешное испытание в ООО «Энергонефть-Томск»: было обнаружено и устранено большое число дефектов. Планируется реализовать данный проект и в других добывающих обществах.

## Список литературы


1. *Завидей В.И.* Оптикоэлектронные методы неразрушающего контроля и технической диагностики/Учебное пособие по неразрушающему контролю. – М.: МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2011. - 148 с.
2. *Van Brunt R.J.* Физика и химия частичных разрядов (короны). Последние достижения и будущие последствия. [электронный ресурс].- режим доступа: www.sibdiag.ru.
3. *Правила* технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: НЦ ЭНАС, 2003. - 304 с.
4. *Объем* и нормы испытания электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд., с изм. и доп. – М.: НЦ ЭНАС, 2001.-256 с.


## References


1. Zavidey V.I., *Optikoelektronnye metody nerazrushayushchego kontrolya i tekhnicheskoy diagnostiki* (Optoelectronic methods of nondestructive testing and technical diagnostic. Tutorial on nondestructive testing), Moscow: Publ. of MSTU named N.E. Bauman, 2011, 148 p.
2. Van Brunt R.J., *Physics and chemistry of partial-discharge and corona-recent advances and future challenges*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 1994, no. 5, pp. 761-784.
3. *Pravila tekhnicheskoy ekspluatatsii elektroustanovok potrebiteley* (Rules of technical operation of electrical installations), Moscow: Publ. of NTs ENAS, 2003, 304 p.
4. *Ob"em i normy ispytaniya elektrooborudovaniya* (Volume and standards of testing of electrical equipment): edited by Alekseev B.A., Kogan F.L., Mamikonyants L.G., 6th edition, Moscow: Publ. of NTs ENAS, 2001, 256 p.

УДК 665.612.2
© А.В. Выходцев, Р.А. Панов, 2013

# Инновационная технология высоконапорного транспорта нефтяного газа

**А.В. Выходцев, Р.А. Панов (ОАО «ТомскНИПИнефть»)**

**Ключевые слова:** сверхкритическое состояние, транспорт, углеводороды, подготовка газа, переработка нефти.
**Key words:** supercritical state, transport, hydrocarbons, gas treatment, gas processing.

**Адрес для связи:** VykhodtsevAV@nipineft.tomsk.ru

## Введение

В статье рассмотрен комплексный подход к подготовке, транспорту и переработке нефтяного газа на основе применения суперкритического состояния многокомпонентных углеводородных смесей. Данный подход заключается в организации единой системы подготовки высоконапорного транспорта и переработке всех компонентов газа. Его развитие позволит нефтегазодобывающим компаниям более эффективно использовать ресурсы нефтяного газа и достигать регламентной степени его утилизации.

## Общая характеристика фазовых состояний многокомпонентных углеводородных смесей

Кривая *ABCD*, представленная на рис. 1, описывает фазовые состояния многокомпонентных углеводородных смесей. При превышении давления углеводородной смеси критического давления $p_{кр}$ смесь переходит в «суперкритическое» состояние, при котором отсутствуют граница раздела фаз между газом и жидкостью, понятие «точка росы» и возможность выпадения капель жидкости.

На рис. 2 приведены результаты исследований свойств нефтяного газа с помощью лабораторного комплекса PVT-I. На основе исследованного состава газа было определено изменение его плотности и фактора сжимаемости (*z*-фактора) в зависимости от давления. Нетрудно заметить,

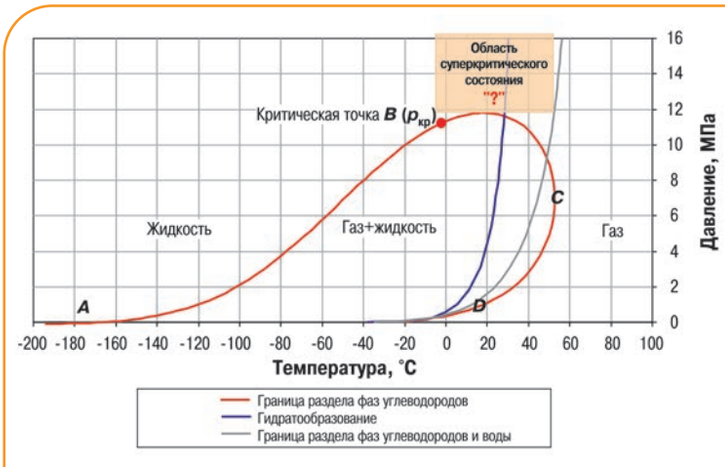



**Рис. 1. Фазовая диаграмма многокомпонентного нефтяного газа месторождения недропользователя Томской области**

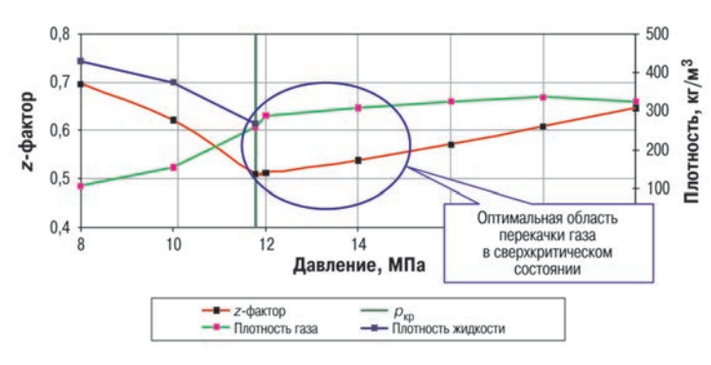



**Рис. 2. Изменение физических свойств нефтяного газа при достижении в системе давления $p_{кр}$ и выше**

что при достижении давления в системе выше критического жидкость перестает существовать и остается лишь кривая плотности газа. Однако последняя меняет свою форму и отражает некую среднюю плотность между жидкостью и газом. По физическому смыслу «суперкритическое» состояние – это состояние жидкости, обладающей всеми свойствами газа, т.е. жидкости с постоянной неразрывностью потока, что, несомненно, важно с точки зрения использования этого состояния в технологии, так как при перекачке газа компрессорами необходимо, чтобы поток обладал такими свойствами. При давлении в системе в диапазоне от 12 до 15 МПа поток характеризуется наименьшими значениями $z$-фактора, т.е. обладает наименьшей сопротивляемостью сжатию. Указанный диапазон будет оптимальным для перекачки нефтяного газа по газопроводу, поскольку для его транспорта при давлении выше давления $p_{кр}$ на 2-3 МПа при прочих равных условиях потребуется меньший перепад давления.

Зависимость потерь давления по длине газопровода $q_{sc} = f(z, \rho)$ ($\rho$ – плотность газа) и кривая изменения $z$-фактора позволяют сделать вывод, что, поддерживая суперкритическое состояние многокомпонентного газа в газопроводе, можно не только транспортировать все его ценные компоненты без разделения по фракциям, но и снижать энергетические затраты на транспорт.

## Основные технические решения

Для транспорта неподготовленного нефтяного газа необходимо создание технологических условий в газопроводе, которые будут обеспечивать суперкритическое состояние многокомпонентного газа, перекачиваемого газокомпрессорными станциями в виде одной гомогенной фазы. Для транспорта газа под высоким давлением требуются строительство высоконапорных газокомпрессорных станций и прокладка высоконапорных газопроводов. С одной стороны, неподготовленный нефтяной газ содержит различные фракции углеводородов и ценных компонентов: ШФЛУ, газовый конденсат, гелий, которые являются ценным сырьем для газоперерабатывающих заводов. С другой стороны, возникают трудности утилизации и транспорта этих компонентов. Например, при закачке ШФЛУ в магистральный газопровод повышается температура точки росы по углеводородам, при транспорте ШФЛУ по нефтепроводу возрастает давление насыщенных паров товарной нефти. Применение технологии высоконапорного транспорта позволяет решить эти проблемы. Кроме того, ее можно использовать для транспорта природного газа с повышенным содержанием ШФЛУ.

Неподготовленный нефтяной газ содержит также неуглеводородные соединения: меркаптаны, сероводород, оксид углерода, пары воды. Пары воды образуют углеводородные и неуглеводородные гидраты, присутствие сероводорода, меркаптанов и других кислых примесей приводит к коррозии. Данные соединения необходимо извлекать из потока перед направлением в газотранспортную систему.

Нефтяной газ после отделения на установке подготовки нефти (УПН) подается на высоконапорную газокомпрессорную станцию, где осушается от водяной влаги и кислых примесей на одной из ступеней компримирования и транспортируется по газопроводу высокого давления. Существенное отличие данной технологи от классической заключается в том, что не требуется строительство сепарационных блоков на месторождениях для подготовки газа, установок стабилизации конденсата, конденсатопроводов, продуктопроводов ШФЛУ. Метан-этановая фракция, ШФЛУ и газовый конденсат транспортируются по одному высоконапорному трубопроводу. Его технологические условия позволяют транспортировать нефтяной и природный газ любого углеводородного состава.

Расчетные потери давления определялись на участке трубопровода в ПК PIPESIM с использованием различных корреляций. Как видно из рис. 3, *а*, ни одна из использованных корреляций адекватно не оценивает потери давления в высоконапорном трубопроводе. Фактические потери давления на участке протяженностью 193 км между компрессорной станцией «Тампико» (Tampico) и ОС «Одж Сейбл» (Aux Sable) составляют 3,8 МПа [1], в то время как расчетные потери давления изменяются от 7,7 до 11 МПа.

> Применение технологии высоконапорного транспорта нефтяного газа позволяет решить вопрос о выполнении требований Постановления Правительства РФ об утилизации нефтяного газа на уровне 95 %.

В настоящее время в России нет действующих аналогов технологии высоконапорного транспорта нефтяного газа. Однако научные изыскания в данном направлении

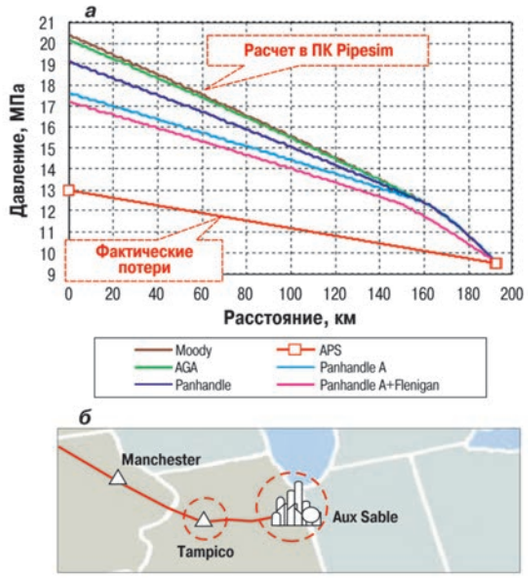



**Рис. 3. Сравнение расчетных потерь давления с фактическими (*а*) и схема участка трубопровода (*б*)**

ведутся. На стадии проектирования находятся технологии высоконапорного транспорта скважинной продукции Штокмановского газоконденсатного месторождения на шельфе Баренцева моря, высоконапорного транспорта газа и газового конденсата в сверхкритическом состоянии Сарматского газоконденсатного месторождения с платформы в северной части Каспийского моря до установки подготовки газа на континенте [2].

За рубежом высоконапорный транспорт успешно используется компанией Alliance Pipeline для сбора нефтяного и природного газов с месторождений Канады и США. Компания Central Area Transmission System (C.A.T.S.) с помощью высоконапорного транспорта осуществляет сбор многокомпонентного нефтяного газа с платформ Северного моря в водных границах Великобритании и Норвегии [2].

## Организация комплексов подготовки, транспорта и переработки нефтяного газа

При разработке схем высоконапорного транспорта нефтяного газа учитывались географическое расположение месторождений, объектов обустройства, объем газа, подлежащего утилизации, возможный срок реализации проекта, инфраструктура региона и месторождений, принадлежащих соседним недропользователям. По каждому составу газа для месторождений были построены фазовые диаграммы. Их анализ показывает, что для поддержания условий в газопроводе, соответствующих суперкритическому состоянию нефтяного газа, необходимо создание давления выше критического. Таким образом, максимальной движущей силой в процессе перекачки является разность между давлением нагнетания газоконденсатной смеси и минимальным давлением в газопроводе, поддерживающим суперкритическое либо однофазное газовое состояние.

Для расчета газопроводов использовались методики корреляции Flenigan. Для трубопроводов, транспортирующих газожидкостные смеси, учитывались понижающие коэффициенты для фактора сжимаемости и плотности. Данный способ расчета наиболее адекватно описывает снижение давления в трубопроводе, в котором поддерживается режим сверхкритического состояния. В качестве критерия успешной работы газопроводов было принято условие постоянного поддержания технологических параметров перекачки нефтяного газа в таких пределах, чтобы на любом из участков газопровода газ находился в суперкритическом состоянии или состоянии только газовой фазы. По результатам расчета можно сделать вывод: данная модель отвечает требованиям к технологической системе высоконапорного транспорта, рассмотренным выше. Следует отметить, что для поддержания указанных технологических условий необходим строгий контроль параметров перекачки углеводородной смеси. Попадание углеводородной смеси в зону фазовой диаграммы, где присутствуют две фазы, недопустимо.

По результатам расчетов согласно схемам предложенных вариантов для различных месторождений составлен перечень технологического оборудования, необходимого для перекачки нефтяного газа высоконапорным транспортом.

## Экономическая эффективность применения технологии высоконапорного транспорта

Для определения экономической эффективности применения технологии высоконапорного газа были сопоставлены экономические показатели высоконапорного и классического транспорта нефтяного газа месторождений Иркутской области, капитальные вложения на подготовку, транспорт и переработку ценных компонентов газа, а также чистый дисконтированный доход (ЧДД). Полученные результаты позволяют утверждать, что при прочих равных условиях применение системы высоконапорного транспорта нефтяного газа имеет большое преимущество по

сравнению с классическим вариантом. Аналогичные результаты были получены для группы месторождений Томской области.

На рис. 4 представлены результаты расчета ЧДД от реализации проекта по трем вариантам транспорта неподготовленного нефтяного газа с различными протяженностью трубопроводов и расходом газа:

– с месторождений южной части Томской области на перспективный Барабинский ГПЗ;

– с месторождений северной части Томской области на Нижневартовский ГПЗ;

– с месторождений северной части Восточной Сибири на Ленский ГПЗ.

Полученные данные позволяют сделать следующие выводы.

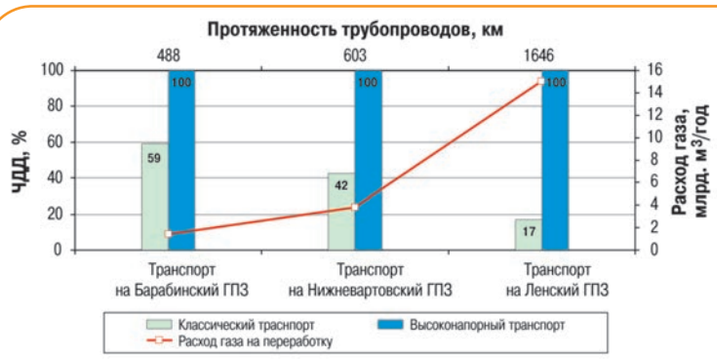



**Рис. 4. Технико-экономические показатели вариантов транспорта нефтяного газа**

За рубежом высоконапорный транспорт успешно используется компанией Alliance Pipeline для сбора нефтяного и природного газов с месторождений Канады и США.
Компания Central Area Transmission System (C.A.T.S.) с помощью высоконапорного транспорта осуществляет сбор многокомпонентного нефтяного газа с платформ Северного моря в водных границах Великобритании и Норвегии.

1. С повышением расхода газа возрастает относительное изменение ЧДД от применения технологии высоконапорного транспорта по сравнению с технологией классического транспорта.

2. С увеличением расстояния перекачки снижаются операционные затраты на транспорт газа за счет уменьшения коэффициента его сжимаемости в области сверхкритического состояния.

## Заключение

Применение технологии высоконапорного транспорта нефтяного газа позволяет решить вопрос о выполнении требований Постановления Правительства РФ об утилизации нефтяного газа на уровне 95 %. Данная технология особенно эффективна при транспорте тяжелого газа на большие расстояния. Перекачка газа в сверхкритическом состоянии повышает эффективность системы трубопроводного транспорта многокомпонентных углеводородных газов.

Для освоения этой технологии необходимы выполнение экспериментальных исследований по анализу изменения физических свойств нефтяного газа в сверхкритическом состоянии, уточнению граничных условий применения технологии, а также проведение опытно-конструкторских работ.

## Список литературы

1. *Alliance* Pipeline system. Веб-сайт: http://www.alliance-pipeline.com

2. *ОАО «Газпром»*. Веб-сайт: http://gazprom.ru.

3. *Central* Area Transmission System (C.A.T.S.). Веб-сайт: http://www.catspipeline.com.

4. Engineering Data Book. – Tulsa, Oklahoma: *Gas* Processors Suppliers Association (GPSA), 2004. – 824 p.

5. *Проектирование* и эксплуатация насосных и компрессорных станций/А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.

6. *Коршак А.А.* Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

7. *Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г* Технология переработки природного газа и газового конденсата. – Оренбург: ИПК «Газпромпечать» ООО «Оренбурггазпромсервис», 2002. – 432 с.

### References

1. *Alliance Pipeline system*, URL: http://www.alliancepipeline.com

2. *OAO "Gazprom"*, URL: http://gazprom.ru.

3. *Central Area Transmission System* (C.A.T.S.), URL: http://www.catspipeline.com.

4. *Gas Processors Suppliers Association (GPSA) engineering data book*, Oklahoma, 2004.

5. Shammazov A.M., Aleksandrov V.N., Gol'yanov A.I. et al., *Proektirovanie i ekspluatatsiya nasosnykh i kompressornykh stantsiy* (Design and operation of pump and compressor stations), Moscow: OOO "Nedra-Biznestsentr" Publ., 2003, 404 p.

6. Korshak A.A., *Proektirovanie i ekspluatatsiya gazonefteprovodov* (Design and operation of oil and gas pipelines), St. Petersburg: Nedra Publ., 2008, 488 p.

7. Busygina N.V., Busygin I.G., *Tekhnologiya pererabotki prirodnogo gaza i gazovogo kondensata* (Technology of natural gas and gas condensate processing), Orenburg: IPK "Gazprompechat'" Publ., 2002.

УДК 665.612.2
© С.Н. Николайчук,
Д.А. Полтавский, 2013

# Решение проблемы использования нефтяного газа на небольших месторождениях

**С.Н. Николайчук, Д.А. Полтавский (ОАО «ТомскНИПИнефть»)**

**Ключевые слова:** нефтяной газ, мембраны, модель, шаблон выбора технологии.
**Key words:** Associated Petroleum Gas (APG), membranes, calculated model, template of selection technology.

**Адрес для связи:** NikolaichukSN@nipineft.tomsk.ru

## Введение

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации № 7 (ПП № 7) от 08.01.09 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» с 01.01.12 г. недропользователи должны обеспечить минимальные объемы сжигания нефтяного газа – не более 5 % его добычи. Данное требование подтверждено Постановлением Правительства Российской Федерации № 1148 (ПП № 1148) от 08.11.12 г. «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». Проблема достижения нормативного уровня использования нефтяного газа 95 % особенно остро стоит перед недропользователями, работающими на небольших месторождениях, расположенных вдали от потребителей газа, в районах со слабо развитой инфраструктурой.

Целью статьи является определение наиболее эффективных технологий использования нефтяного газа на небольших месторождениях на примере одного из месторождений Томской области. Однако следует отметить, что распространить результаты расчетов для одного конкретного месторождения на остальные невозможно, так как каждое из них имеет свои уникальные характеристики.

Для определения области применения каждой технологии в зависимости от характеристик месторождений (удаленности от существующих объектов газотранспортной инфраструктуры, динамики добычи газа и его состава) потребуется провести сотни и даже тысячи технико-экономических расчетов (ТЭР).

Для решения этой проблемы была создана модель в ПО Excel, позволяющая провести экспресс-ТЭР для любого месторождения, а также определить область эффективного применения технологий использования нефтяного газа.

## Варианты использования нефтяного газа на примере месторождения Томской области

Выбранное месторождение находится на значительном удалении от разрабатываемых месторождений. Уровень рационального использования нефтяного газа на этом месторождении, определяемый потреблением на собственные нужды и технологическими потерями за последние 3 года, не превышал 5 %.

На месторождении нет крупных объектов потребления нефтяного газа. Существующие и потенциальные объекты его потребления, подготовки или переработки расположены на значительном удалении от месторождения. В 10 км проходит магистральный газопровод товарного газа. Месторождение подключено к сети ВЛ 35 кВ. Добыча нефтяного газа имеет тенденцию к снижению. Для повышения степени его использования на месторождении с учетом инфраструктурных ограничений целесообразно рассмотреть следующие варианты.

*Вариант 0.* Сжигание нефтяного газа и выплата штрафов (вариант не повышает степень использования газа, однако его рассмотрение целесообразно для сравнения с другими вариантами).

Сумма штрафных выплат определяется согласно методике к ПП № 7, где повышающий коэффициент равен 4,5 (вариант 0.1). На величину штрафных выплат влияют количество и состав сжигаемого газа, процент сжигания от объема добычи. С 01.01.13 г.

вступило в силу ПП № 1148, согласно которому устанавливается повышающий коэффициент к сумме штрафных выплат 12 с 01.01.13 г. и 25 с 01.01.14 г. Сравнение этих вариантов позволит оценить, насколько увеличатся штрафные выплаты на примере одного месторождения.

*Вариант 1. Выработка электроэнергии на месторождении.* Выделяются два подварианта: выработка электроэнергии на газопоршневой электростанции (ГПЭС) мощностью 13 МВт (вариант 1.1) и на газотурбинной электростанции (ГТЭС) мощностью 12 МВт (вариант 1.2). Вырабатываемая электроэнергия идет на собственные нужды и реализуется во внешние сети.

*Вариант 2. Закачка нефтяного газа в пласт.* Согласно дополнению к технологической схеме разработки за 2010 г. на месторождении возможна закачка нефтяного газа с целью водогазового воздействия (ВГВ) на пласт. Такой вариант не отличается от варианта поддержания пластового давления (ППД) с помощью заводнения, число добывающих и нагнетательных скважин одинаковое. В результате ВГВ добыча нефти за первые 15 лет увеличится на 34 % по сравнению с заводнением, а добыча нефтяного газа – в 8 раз (в сценарных условиях предусматривается полная возвратная закачка газа). Мощность компрессорной станции составит 7,2 МВт, суммарная протяженность газопроводов высокого давления – 5,5 км.

*Вариант 3. Подготовка нефтяного газа с подачей в магистральный газопровод.* Вариант представляет интерес, поскольку месторождение находится близко к магистральному газопроводу. Повышению экономической эффективности данного варианта может способствовать применение новых технологий, в частности мембраной технологии подготовки газа. Опыт работы специалистов ТомскНИПИнефти в области изучения процессов мембранного газоразделения свидетельствует о том, что технология позволяет существенно снизить капитальные вложения в строительство установки подготовки газа.

Рассмотрены два подварианта: подготовка газа на установке адсорбции и низкотемпературной сепарации (НТС) (вариант 3.1) и подготовка газа на мембранной установке газоразделения (вариант 3.2). Для оценки варианта 3.2 было запрошено и получено технико-коммерческое предложение от разработчика технологии. Технологические показатели и число продуктовых потоков в варианте 3.1 рассчитывались с применением ПО HYSYS. Подготовленный газ транспортируется по газопроводу длиной 10 км и диаметром 114 мм, затем поступает в магистральный газопровод.

*Технико-экономические расчеты и сравнение вариантов.* Эффективность каждого конкретного варианта оценена путем проведения комплексных сравнительных ТЭР, включающих определение капитальных вложений, операционных затрат, макроэкономических параметров и различных организационных условий.

Капитальные вложения по каждому варианту рассчитывались исходя из объектов–аналогов и технико-экономических предложений поставщиков (мембранная установка газоразделения, ГПЭС Waukesha). Наименьших капитальных вложений (рис. 1, *а*) требуют варианты с подготовкой и поставкой газа в магистральный газопровод из-за небольших затрат на линейную часть, при этом для варианта 3.2 необходимы минимальные капитальные вложения. Вариант 2 (закачка газа в пласт) характеризуется наи-

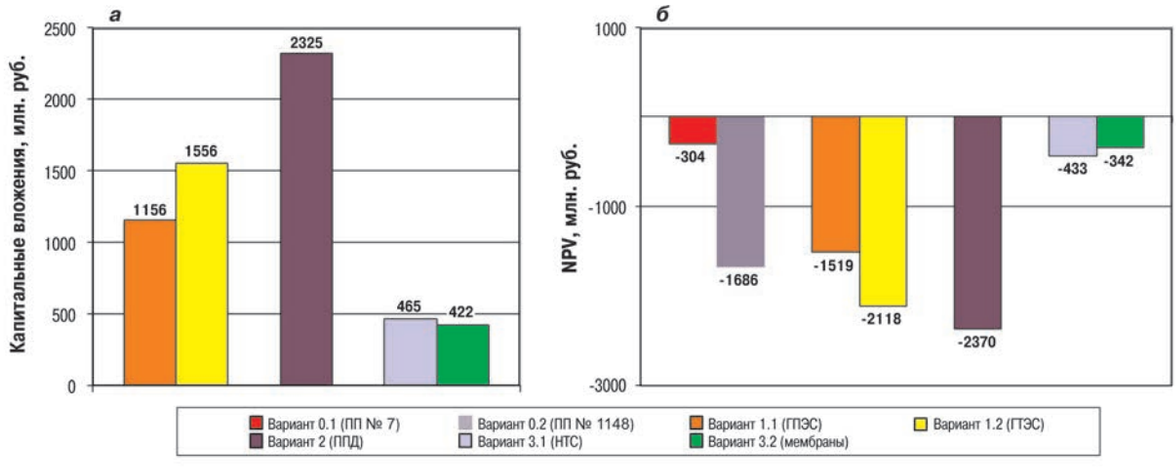



**Рис. 1. Капитальные вложения (*а*) и чистый дисконтированный доход (NPV) (*б*) по вариантам использования нефтяного газа**

большими капитальными вложениями. Для расчета чистого дисконтированного дохода (NPV) (рис. 1, *б*) были определены сценарные условия: цена реализации товарных продуктов и электроэнергии, налоги, коэффициенты инфляции и дисконтирования.

Несмотря на отрицательный NPV, можно утверждать, что вариант 3.2 предпочтительней по следующим причинам.

1. Характеризуется наименьшими потерями газа по сравнению с другими вариантами его использования.

2. Потери газа по данному варианту сопоставимы с потерями от сжигания газа, оцененными по старому законодательству (вариант 0.1), и в 5 раз ниже, чем от сжигания газа по новому законодательству (вариант 0.2). При этом величина штрафных выплат по новому законодательству в 5,5 раза выше, чем по старому.

Расчет в иных сценарных условиях (более высокая цена реализации газа, низкая ставка дисконтирования), а также для другого месторождения (более высокая добыча газа и пологий профиль ее снижения) может привести к другим результатам, в частности к положительной экономической эффективности мембранной технологии подготовки газа.

## Разработка универсальной модели расчета вариантов использования нефтяного газа и построения шаблона выбора технологии

Рассмотренный частный случай свидетельствует о том, что наиболее эффективными вариантами использования нефтяного газа выбранного месторождения являются его подготовка и поставка в магистральный газопровод или выработка электроэнергии на месторождении. Наличие магистрального газопровода вблизи от месторождения обусловливает перспективность вариантов с подготовкой и реализацией сухого отбензиненного газа (СОГ).

Однако возникает целый ряд вопросов, на которые не дает ответ рассмотренный ТЭР: в частности, как изменится привлекательность вариантов использования нефтяного газа при увеличении/уменьшении его объема, при увеличении расстояния до магистрального газопровода.

Очевидно, что увеличение расстояния до магистрального газопровода снизит привлекательность вариантов с подготовкой газа к магистральному транспорту. Известно также, что ГПЭС более эффективны по сравнению с ГТЭС при потреблении сравнительно небольших объемов газа. Кроме того, в результате выполнения работ, связанных с установкой мембранного газоразделения, выявлено, что мембранная технология эффективней классической при небольших объемах поступления нефтяного газа (не более 200-250 млн. м$^3$/год).

Однако этих знаний недостаточно, чтобы определить граничные условия эффективности технологий. Например, при каком расстоянии до магистрального газопровода выработка электроэнергии на месторождении из нефтяного газа будет эффективней его подготовки и транспорта; или при какой требуемой производительности электростанции эффективнее использование ГТЭС, а не ГПЭС. Для ответа на эти вопросы в ПО Excel создана модель, позволяющая провести экспресс-ТЭР вариантов использования нефтяного газа.

Рассмотрены следующие варианты:

– вариант 0 ;

– вариант 1;

– вариант 3.1 как с установкой стабилизации конденсата (УСК) с получением товарных жидких продуктов смеси пропана и бутана технических (СПБТ и конденсата), так и без УСК со сжиганием нестабильного конденсата и выплатой штрафов;

– вариант 3.2 с УСК и без УСК.

Алгоритм работы модели показан на рис. 2.

*Блок 1 – технологический расчет*

1.1 Исходя из объема использования газа рассчитывается производительность установок НТС, мембранной установки (далее мембраны) и мощности ГТЭС и ГПЭС.

1.2 На основе состава газа определяются количественные и качественные характеристики получаемой продукции.

*Блок 2 - гидравлический расчет*

2.1 Исходя из заданного расхода газа и расстояния до магистрального газопровода выполняется расчет гидравлических параметров с использованием уравнения Фленигана для различных диаметров насосов.

2.2 По результатам п.2.1 определяются мощность необходимых кустовых станций и их стоимость для каждого диаметра насоса и выбирается наиболее экономичный вариант.

*Блок 3 – стоимостной расчет*

3.1 По результатам п.1.1 проводится оценка капитальных вложений и операционных затрат по указанным объектам. Для этого используются как сметы на объекты–аналоги, так и иные расчетные зависимости по удельным показателям[1].

[1] *Резниченко В.С., Ленинцев Н.Н.* Система удельных показателей в расчетах стоимости и планировании капитального строительства. – М.: Инфотэк Груп, 2006. – 485 с.

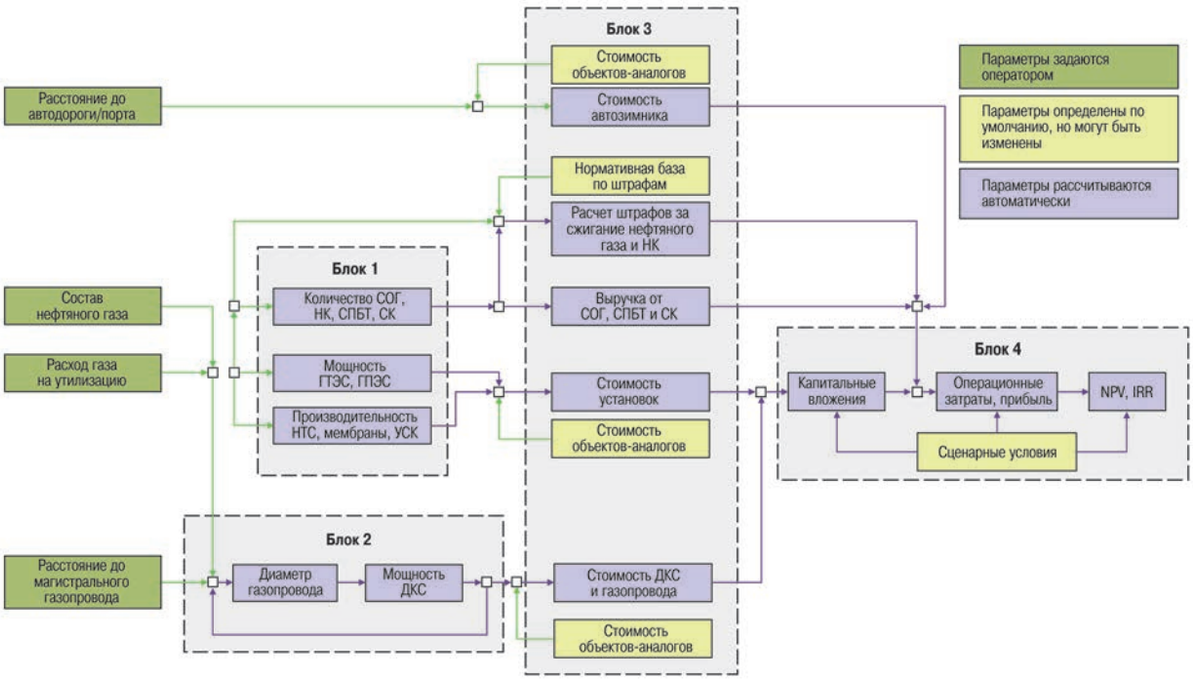



**Рис. 2. Алгоритм работы модели:**
НК, СК – соотвтетственно нестабильный и стабильный конденсат; ДКС – дожимная насосная станция

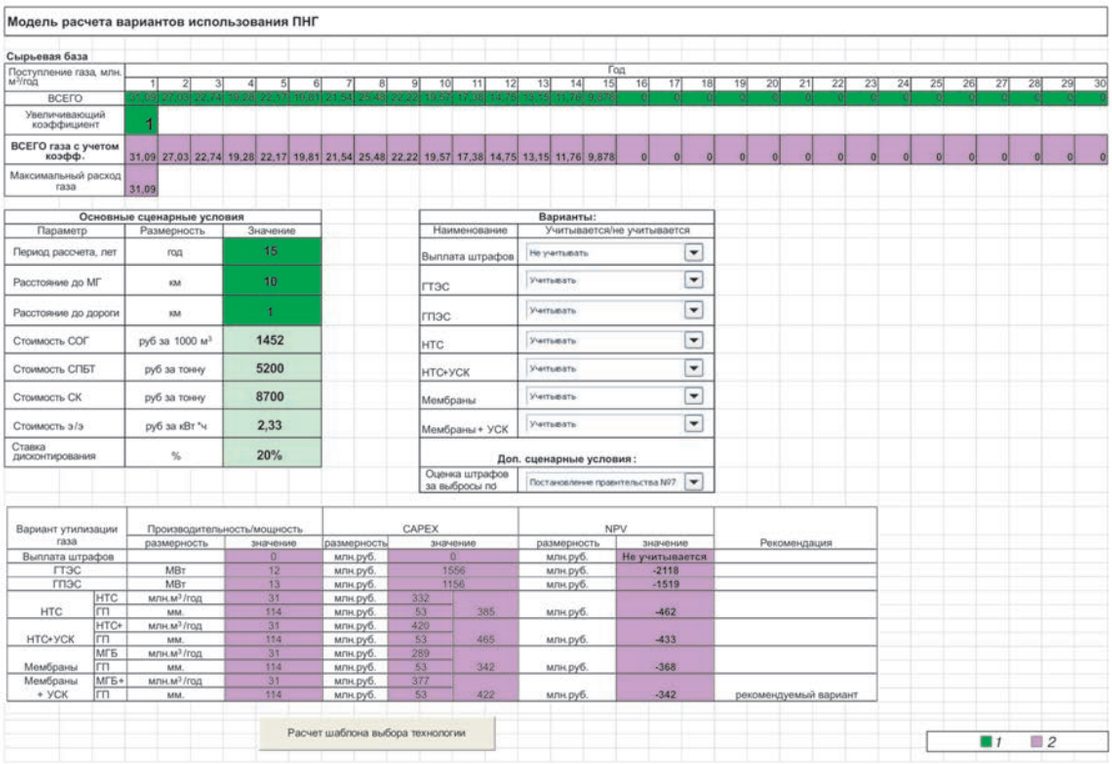



**Рис. 3. Главное окно модели:**
*1, 2* – значения показателей задаются соответственно оператором и рассчитываются по модели

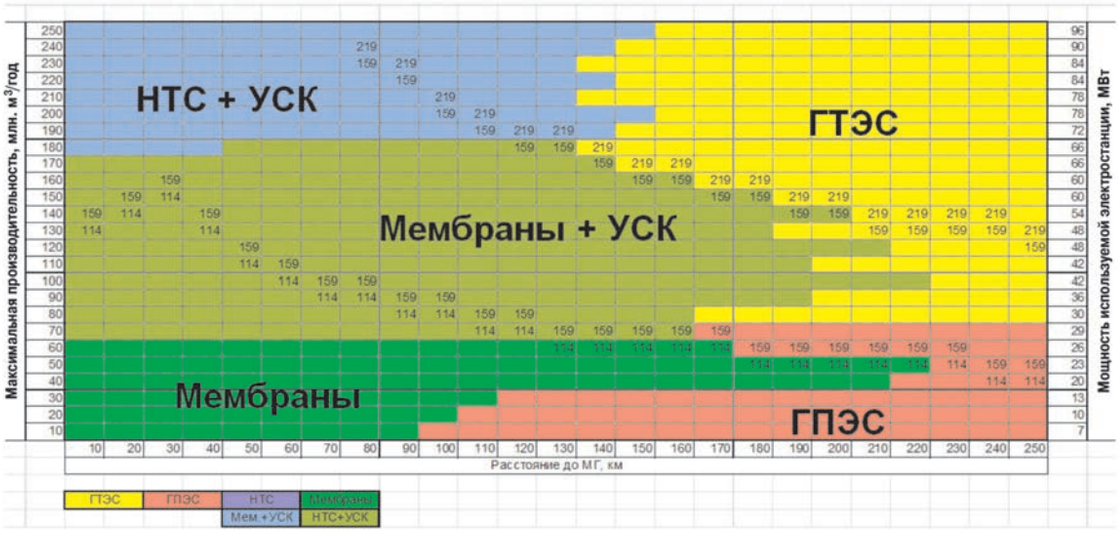



**Рис. 4. Расчетный шаблон выбора технологии использования нефтяного газа**

3.2 По результатам п.1.2 определяются штрафные выплаты за сжигание нефтяного газа или побочных продуктов, а также доходная часть вариантов (реализация СОГ, электроэнергии, СПБТ, конденсата)

*Блок 4 – Расчет NPV*

NPV рассчитывается для всех вариантов классической НТС, мембран, ГТЭС и ГПЭС исходя из полученных результатов и сценарных условий.

Таким образом, для расчета всех заложенных в модель вариантов использования нефтяного газа достаточно задать расход используемого газа, его состав, расстояние до магистрального газопровода и объектов транспортной инфраструктуры. При необходимости можно откорректировать сценарные условия расчета экономических показателей: ставки дисконтирования, цены реализации газа, стоимости электроэнергии (параметры заданы «по умолчанию», но могут быть изменены оператором). Результаты расчета по модели для выбранного месторождения приведены на рис. 3. Предусмотрена возможность занесения в модель новых вариантов использования газа. Модель позволяет также рассчитать области эффективности каждой технологии. Для этого используется макрос, который проводит множество экспресс-ТЭР для различных комбинаций расхода и расстояния до магистрального газопровода. В результате выявляются области эффективности конкретной технологии в зависимости от варьируемых параметров. Далее макрос наносит полученные результаты на график, по осям которого отложены расход используемого газа и расстояние до магистрального газопровода (рис. 4). Этот график является шаблоном выбора технологии. Макрос расчета шаблона выбора технологии запускается соответствующей кнопкой (см. рис. 3).

Таким образом, зная необходимый расход нефтяного газа на месторождении и расстояние до магистрального газопровода, можно определить наиболее эффективную технологию его использования.

## Заключение

Оптимальным вариантом использования газа на выбранном месторождении является подготовка газа на мембранной установке с подачей газа в магистральный газопровод (вариант 3.2). Существенная корректировка сценарных условий может привести к выбору другого варианта.

Для проведения экспресс-ТЭР вариантов использования газа и выбора наиболее оптимального была создана модель в ПО Excel, позволяющая:

– определить технологические параметры объектов (производительность, мощность), провести гидравлический расчет газопровода;

– определить стоимость основного оборудования по заложенным в расчет объектам-аналогам;

– провести быстрый расчет вариантов использования газа и их сравнение;

- построить шаблон выбора технологии под конкретное месторождение.

Анализ технологий на модели показал, что с увеличением производительности газа эффективность мембран снижается относительно НТС (условная граница составляет около 170 млн. м$^3$/год) и эффективность ГПЭС уменьшается относительно ГТЭС (условная граница около 70 млн. м$^3$/год).

УДК 622.276.1/.4.001
© Д.Е. Перминов, С.В. Валеев, 2013

# Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий

**Д.Е. Перминов, С.В. Валеев (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)**

**Ключевые слова:** кластерный анализ, нечеткая логика, автоматизированный поиск скважин-кандидатов на ГТМ.
**Key words:** cluster analysis, fuzzy logic, automated search candidate wells for geological and technical operations.

**Адреса для связи:** PerminovDE@yungjsc.com, ValeevSV@yungjsc.com

## Введение

Проведение в скважинах геолого-технических мероприятий (ГТМ) вносит большой вклад в увеличение общей добычи нефтегазового предприятия. Правильный выбор скважины-кандидата для выполнения ГТМ – залог его успешности.

Основным видом ГТМ в ООО «РН-Юганскнефтегаз» является ввод новых скважин (ВНС). В 2007-2011 гг. эффективность данного ГТМ постепенно снижалась главным образом из-за ухудшения качества запасов нефти разбуриваемых в настоящее время и остающихся не охваченных разработкой участков месторождений.

Ухудшение качества запасов снижает запускной дебит и накопленную добычу по ВНС, что в сложившихся условиях можно компенсировать только за счет увеличения объемов бурения. Однако резкое увеличение числа вводимых скважин невозможно по ряду причин. Так, из-за климатических условий Западной Сибири строительство наземной инфраструктуры происходит медленными темпами, а недостаточная геологическая изученность краевых зон месторождений обусловливает экономические риски. Ситуация усугубляется тем, что в последующие годы эксплуатационное бурение и дальше будет продвигаться в краевые низкопродуктивные, высоконеоднородные области месторождений.

В связи с отмеченным высокую актуальность приобретает проведение других видов ГТМ – гидроразрыв пласта (ГРП), зарезка боковых стволов (ЗБС), текущий и капитальный ремонты скважин (ТКРС) – с целью доизвлечения остаточных запасов на разбуренных участках месторождений. В 2007-2011 гг. также наблюдалось постепенное снижение эффективности этих видов ГТМ.

Основной причиной такой тенденции является недостаточное число качественных скважин-кандидатов. С каждым годом для обеспечения плановой добычи требуется проведение все большего объема ГТМ (в 2011 г. больше на 8 % по сравнению с 2010 г. и на 14 % по сравнению с 2009 г.), в то время как фонд потенциальных скважин-кандидатов неизбежно уменьшается как по геологическим (прорыв фронта нагнетаемых вод, снижение пластового давления, истощение запасов), так и по техническим (необходимость предварительного проведения ловильных работ, изоляции негерметичных интервалов эксплуатационных колонн либо отсутствие инфраструктуры на старых месторождениях) причинам. Для предоставления необходимого числа скважин-кандидатов для ГТМ специалистам геологической службы приходится вручную обрабатывать большие объемы геологической и промысловой информации, что, с одной стороны, требует значительных трудовых и временных затрат, с другой – может привести к ошибке из-за влияния человеческого фактора. Кроме того, проводя только поскважинный анализ, невозможно корректно оценить потенциал по дополнительной добыче от ГТМ на определенных участках месторождения и добычные возможности месторождения в целом.

В связи с изложенным высокую актуальность приобретают методы и алгоритмы по автоматическому поиску скважин-кандидатов для ГТМ. Разработке одного из таких методов посвящена данная работа.

## Подходы к выбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ

Проблема автоматизации процесса поиска, расчета прогнозных дебитов и оценки экономической эффективности ГТМ рассмотрена во многих публикациях. Так, в работе [1] описан программный подход к проблеме подбора скважин-кандидатов для ГРП. Его недостатком является большой объем необходимой исходной информации для корректной работы программного продукта, включающей геологическую модель объекта, коэффициенты охвата заводнением для каждой скважины, технические и геологические параметры скважины (конструкцию эксплуатационной колонны, данные инклинометрии, акустической цементометрии и др). Кроме того, предлагаемый программный продукт имеет низкую эффективность в случае многопластовых объектов с большим числом скважин и длительной историей разработки [1].

В работе [2] предложен новый подход к контролю разработки путем формализации процесса мониторинга месторождения в соответствии с обсуждаемым в статье алгоритмом. Такой подход позволяет оценить эффективность разработки месторождения в целом, однако поиск оптимального комплекса ГТМ в пределах ячейки заводнения необходимо выполнять стандартными методами.

В работе [3] применен комплексный подход, реализованный в рамках теории нечетких множеств и обеспечивающий многократное снижение общих трудозатрат на подбор скважин-кандидатов для ГТМ. Предложенный алгоритм позволяет в автоматическом режиме сформировать рейтинговый список скважин-кандидатов для ГТМ на основе предоставленных геологических данных по скважинам. В дальнейшем этот список скважин-кандидатов необходимо просматривать и анализировать вручную, определяя для каждой скважины вид ГТМ.

В настоящее время все более актуальным становится использование нейронных сетей. В работе [4] предлагается один из вариантов алгоритма поиска скважин-кандидатов. Для корректного обучения нейронной сети работе с фондом необходим большой объем информации, при этом по одним скважинам имеется значительно больше исходной информации, чем по другим. При выравнивании объемов информации происходит значительная потеря данных. Обучение нейронной сети в условиях крупного месторождения с динамично меняющимися промысловыми данными является сложной задачей. Например, для корректного обучения нейронной

> С помощью новой методики подбора скважин-кандидатов в дальнейшем можно будет полностью исключить заведомо неуспешные ГТМ, значительно повысив эффективность проведения мероприятий в скважинах. Предлагаемый алгоритм поиска скважин-кандидатов окажет значительную помощь в достижении планируемой от проведения ГТМ добычи нефти.

сети, используемой для прогноза ГРП, необходимо не менее 250-300 примеров его проведения. При этом они должны быть актуальными для состояния объекта и технологии ГРП. Авторами работы [4] за три года было проведено более 60 тестов и получено, что в среднем коэффициенты корреляции между прогнозными и фактическими дебитами нефти после ГРП составили 45-65 %.

Наряду с разработкой алгоритмов поиска скважин-кандидатов для ГТМ развиваются методы анализа эффективности ГТМ [5]. Преимуществом предлагаемого в данной статье подхода является автоматизация процесса подбора скважин-кандидатов с использованием связки двух хорошо зарекомендовавших себя математических приложений: кластерного анализа и нечеткой логики. Кластерный анализ позволяет в автоматическом режиме разделить фонд рассматриваемых скважин на кластеры (группы) в зависимости от приоритетности проведения ГТМ, затем на подкластеры – по видам ГТМ. При использовании нечеткой логики алгоритм разделения скважин на кластеры/подкластеры становится более устойчивым к погрешностям и геологической неопределенности основных параметров.

## Описание алгоритма

*Кластерный анализ* предназначен для разбиения совокупности объектов (фонда скважин) на однородные группы (кластеры) так, чтобы различия между группами были максимальны, а внутри группы между объектами – минимальны [6, 7]. В данной работе группа скважин разбивается на кластеры. Для скважин каждого кластера разрабатывается определенный алгоритм действий по подбору ГТМ. Это позволяет значительно упростить и ускорить работу специалиста геологической службы по выбо-

ру необходимых ГТМ в скважине. В качестве метода кластеризации выбран наиболее известный и адаптированный под решение широкого спектра задач метод k-средних. Критериями кластеризации являются численные значения выбранных геологических параметров работы скважины.

Кластерный анализ имеет ряд важных преимуществ по сравнению с классическим методом статистического анализа данных:

– позволяет рассматривать большие массивы данных, сжимать их, делать компактными и наглядными;

– дает возможность разбивать массивы данных на группы не по одному признаку, а по их набору;

– не имеет ограничений на вид исходных данных, размерность и величину параметров.

Однако существует ряд ограничений, из-за которых на данном этапе невозможно полноценно применить кластерный анализ для обработки данных. Одно из основных ограничений – погрешность/неопределенность исходных данных. Анализ по фонду скважин одного из главных месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» показал отсутствие прямой зависимости максимального дебита нефти от геологических параметров. Наряду с проблемой качества исходных данных определенную сложность вызывает автоматический выбор алгоритмом граничных значений заданных геологических критериев: в одном случае высокая обводненность может быть выбрана алгоритмом на уровне 90 %, в другом – на уровне 50 %.

Для того, чтобы метод кластеризации стал более устойчивым к обозначенным выше факторам, воспользуемся отдельными элементами теории нечетких множеств.

*Теория нечетких множеств.* В классической теории множеств принадлежность элементов множеству оценивается в бинарных терминах в соответствии с четким условием: элемент либо принадлежит, либо не принадлежит данному множеству. Таким образом, любой геологический параметр (проницаемость, эффективная толщина пласта, пластовое давление и др.) может быть только либо большим, либо малым, промежуточных условий классическая теория множеств не предусматривает. Это создает большие ограничения при рассмотрении скважин-кандидатов для ГТМ. Например, одним из важнейших параметров является нефтенасыщенная толщина. Перспективными для проведения ГТМ априори являются скважины с большой нефтенасыщенной толщиной. Однако возникают вопросы к самому граничному значению параметра, начиная с которого нефтенасыщенная толщина считается «большой» и можно рассматривать скважины как перспективные для проведения ГТМ.

В теории нечетких множеств [8, 9] главную роль выполняет функция принадлежности $\mu(x)$, определяющая степень принадлежности каждого элемента рассматриваемому нечеткому множеству. Граница между «принадлежит» и «не принадлежит» стирается. Появляется возможность отказа от четких ограничений в определении граничных значений, за счет чего алгоритм кластеризации фонда становится более устойчивым. При использовании теории нечетких множеств происходит непрерывная оценка степени принадлежности выбранного геологического параметра нечеткому множеству. Например, нефтенасыщенная толщина, равная 14 м, принадлежит «большой» нефтенасыщенной толщине на 0,3, 16 м – на 0,6. Вид функции принадлежности изначально определяется экспертным методом: для положительно влияющих параметров (нефтенасыщенная толщина, проницаемость, пористость и др.) зависимость $\mu(x)$ имеет возрастающий вид, для отрицательно влияющих (депрессия, продуктивность, обводненность и др.) – убывающий. Затем вид функции принадлежности для каждого параметра уточняется с помощью регрессионных алгоритмов на основе промысловых данных таким образом, чтобы выполнялось основное требование при кластеризации: максимальные различия некоторого комплексного параметра между кластерами и минимальные – внутри кластеров.

## Результаты работы алгоритма

В качестве исходных данных используются значения геологических параметров работы скважин большой степени достоверности. Методом экспертных оценок исключаются не влияющие и слабо влияющие на дебит параметры (вязкость нефти, газовый фактор и др.). Высокая степень изменения некоторых параметров во времени определила необходимость автоматизации процесса выгрузки данных из базы данных. Выгрузка и обработка данных происходят в программной среде MS Excel. На выходе специалисту геологической службы предоставляется поименный список скважин, предварительно разбитый на группы по основным видам ГТМ: ЗБС, ГРП, ТКРС.

Результат работы алгоритма на примере одного из основных месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» представлен на рис. 1. Каждая точка на графике – скважина рассматриваемого месторождения. Алгоритмом кластерного анализа весь фонд скважин в

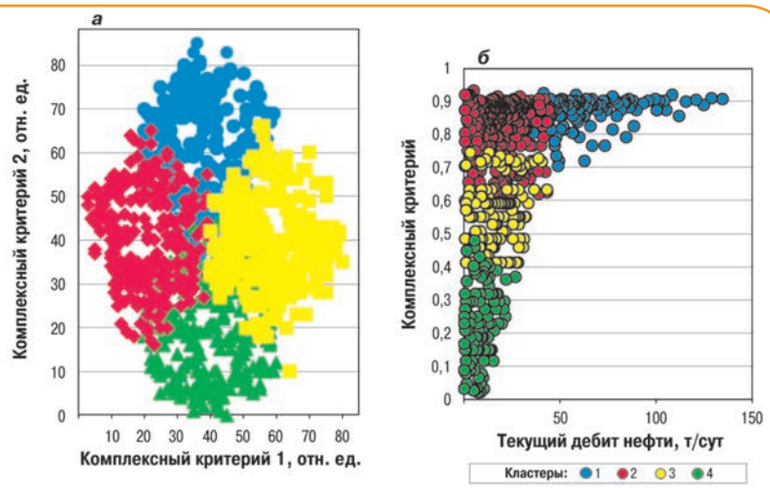



**Рис. 1. Результаты работы алгоритма (*а*) и зависимость текущего дебита скважины от комплексного критерия (*б*)**

автоматическом режиме был разделен на четыре кластера в зависимости от соотношения комплексных геологических критериев.

В кластер 1 попали в основном новые скважины и высокодебитные скважины, высокое значение комплексного геологического критерия обеспечивается за счет лучших геологических условий, большого дебита и низкой обводненности. Скважины кластера 2 находятся в тех же геологических условиях, что и скважины кластера 1, но работают не так эффективно. Следовательно, они являются основными кандидатами для проведения ГТМ. Скважины кластера 3 находятся в более худших геологических условиях по сравнению со скважинами кластеров 1, 2 и обладают большими рисками. В скважинах кластера 4 проведение ГТМ не рекомендовано. Как видно из рис. 1, такой подход позволяет оценить добычные возможности месторождения в целом, поскольку чем больше скважин входит в кластеры 2 и 3, тем выше геолого-технический потенциал месторождения.

На данном этапе фонд скважин разбит только на основные кластеры. Дальнейшие действия проводятся обособленно для скважин кластера 2 – основных кандидатов для ГТМ. Заранее были исключены находящиеся в более плохих геологических условиях, изначально рискованные и не нуждающиеся в стимуляции скважины остальных кластеров. Для скважин кластера 2 повторно применяется алгоритм кластерного анализа. Разбивка на подкластеры происходит по видам ГТМ: ГРП, ЗБС, интенсификация добычи нефти, ТКРС.

Из 329 скважин, входящих в кластер 2, 58 скважин (18 %) уже находятся в текущей базе ГТМ. Из них в 49 скважинах проведены различные ГТМ, в результате 42 скважины введены в эксплуатацию с достижением расчетных параметров. Однако больший

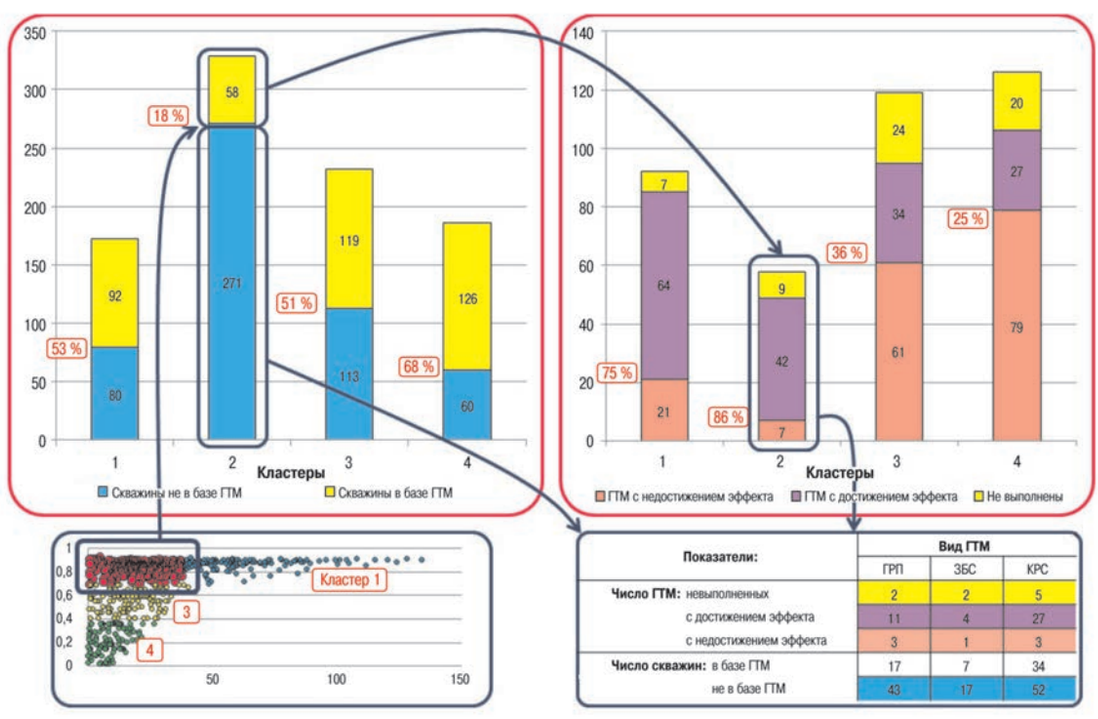



**Рис. 2. Анализ скважин-кандидатов для ГТМ, подобранных с помощью предлагаемой методики**

интерес в рамках рассматриваемой методики представляют оставшиеся скважины кластера 2 (271), не вошедшие в базу ГТМ. В итоге после разбивки кластера 2 на подкластеры по видам ГТМ 112 скважин из 271 определены кандидатами для ГТМ с геологической точки зрения (рис. 2).

В настоящее время в 10 самых рейтинговых скважинах, предложенных по новой методике, проведены ГТМ, при этом вид ГТМ был выбран алгоритмом кластерного анализа в автоматическом режиме. Все скважины введены в эксплуатацию с достижением расчетных параметров, из них две скважины с ГРП, две скважины с ЗБС и шесть скважин с ТКРС (доперфорация, обработка призабойной зоны пласта).

Проанализировав текущую базу ГТМ и соотнеся входящие в нее скважины-кандидаты с результатом работы алгоритма, установили, что основное число скважин-кандидатов для ГТМ по ключевым месторождениям ООО «РН-Юганскнефтегаз» приходится на кластеры 3 и 4, в которых проведение ГТМ заведомо рисковано или не рекомендовано. По существующей методике подбора скважин-кандидатов кластер 2, где сосредоточены основные скважины для ГТМ, остается недооцененным. Анализ скважин с неуспешными ГТМ показал, что из 106 скважин, введенных в работу с недостижением расчетных параметров, 32 скважины были запущены с недостижением более 50 % расчетных параметров; 28 скважин из 32 изначально попали в кластер 4, по которому ГТМ не рекомендованы.

С помощью новой методики подбора скважин-кандидатов в дальнейшем можно будет полностью исключить заведомо неуспешные ГТМ, значительно повысив эффективность проведения мероприятий в скважинах. Предлагаемый алгоритм поиска скважин-кандидатов окажет значительную помощь в достижении планируемой от проведения ГТМ добычи нефти.

## Выводы

1. Предлагаемый алгоритм позволяет сформировать рейтинговый список скважин-кандидатов для проведения ГТМ в автоматическом режиме.

2. С помощью рассматриваемой методики можно оценить добычные возможности скважин участка или месторождения в целом.

3. Разработанная методика позволяет выбрать потенциально успешные скважины-кандидаты для ГТМ и полностью исключить наиболее рискованные операции.

## Список литературы


1. *Султанов А.С., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В.* Автоматизированный подбор скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пластов на АРМ геолога «Лазурит» // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7.– С. 48-51.

2. *Системный* подход к выбору геолого-технических мероприятий для оптимизации разработки нефтяных залежей/А.В. Тимонов, А.В. Сергейчев, И.В. Судеев [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8.– С. 46-49.

3. *Галиуллин М.М., Зимин П.В., Васильев В.В.* Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики //Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6.– С. 120-123.

4. *Нейроинформационные* подходы к прогнозированию эффективности гидравлического разрыва пласта/И.Э. Мандрик, В.В. Гузеев, В.Р. Сыртланов [и др.].// Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6.– С. 44-48.

5. *Павлов В.А.* Интегральный способ анализа эффективности результатов проведения геолого-технических мероприятий //Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6.– С. 76-80.

6. *Прикладная* статистика: Классификация и снижение размерности/ С.А. Айвазян, В.М. Бухштабер, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 607 с.

7. *Мандель И.Д.* Кластерный анализ. – М.: Финансы и статистика, 1988. – 176 с.

8. *Заде Л.* Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. – М.: Мир, 1976. – 166 с.

9. *Кофман А.* Введение в теорию нечетких множеств. – М.: Радио и связь, 1982. – 432 с.


## References


1. Sultanov A.S., Latifullin F.M., Nasybullin A.V., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2010, no. 7, pp. 48-51.

2. Timonov A.V., Sergeychev A.V., Sudeev I.V. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2010, no. 8, pp. 46-49.

3. Galiullin M.M., Zimin P.V., Vasil'ev V.V., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, no. 6, pp. 120-123.

4. Mandrik I.E., Guzeev V.V., Syrtlanov V.R. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2009, no. 6, pp. 44-48.

5. Pavlov V.A., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2009, no. 6, pp. 76-80.

6. Ayvazyan S.A., Bukhshtaber V.M., Enyukov I.S., Meshalkin L.D., *Prikladnaya statistika: Klassifikatsiya i snizhenie razmernosti* (Applied Statistics: Classification and reduction of dimension), Moscow: Finansy i statistika Publ., 1989, 607 p.

7. Mandel' I.D., *Klasternyy analiz* (Cluster Analysis), Moscow: Finansy i statistika Publ., 1988, 176 p.

8. Zadeh L. A., *The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning*, Information Sciences, Vol. 8, pp. 199–249, 301—357; Vol. 9, pp. 43–80. (1975).

9. Kaufman A., *Introduction to the Theory of Fuzzy Subsets*, New York: Academic Press, V. 1, 1975.

УДК 681.518
© В.А. Смыслов,
С.В. Ломовских, 2013

# Программный комплекс для решения задач интегрированного проектирования

**В.А. Смыслов, С.В. Ломовских (ООО «СамараНИПИнефть»)**

**Ключевые слова:** интегрированное проектирование, программный комплекс, оптимизация.
**Key words:** integrated designing, software package, optimization.

**Адрес для связи:** smyslovva@samnipineft.ru

## Введение

В процессе планирования работы и развития нефтедобывающего предприятия часто возникает необходимость определения добычи с учетом пропускной способности наземного обустройства. Пропускную способность наземной инфраструктуры могут ограничивать мощности установок или критическое давление в трубопроводах. В настоящее время нет инструментов и отработанных механизмов планирования, которые бы обеспечили полноценные обратные связи между наземным обустройством и объектами разработки. В связи с этим расчет добычи с учетом ограничений наземной инфраструктуры сводится к конечному числу ручных или полуавтоматических линейных итераций пересчета. В условиях работы с большими регионами с десятками месторождений расчет добычи нефти одного объекта разработки становится трудно выполнимым, а оптимальность полученных решений носит условный характер.

Пропускную способность наземной инфраструктуры можно повысить путем проведения ряда реконструкций или строительства объектов наземного обустройства. Такие мероприятия требуют значительных капитальных вложений и обоснования. При планировании мероприятий по наземному обустройству следует рассматривать возможность ограничения добычи, так как это может позволить отказаться от дорогостоящих реконструкций. Таким образом, необходимо составить общий рейтинг мероприятий по разработке и наземному обустройству, учитывающий ограничения:

– экономические (капитальные вложения);

– технологические (пропускная способность объектов наземного обустройства);

– геологические (геолого-промысловые характеристики, определяющие максимальный дебит и приемистость скважин).

При решении данной задачи становится очевидным, что необходим интегрированный подход к планированию мероприятий, т.е. совместное рассмотрение объектов разработки и наземного обустройства. Задача может решаться как для небольших месторождений, так и для регионов, насчитывающих тысячи действующих скважин и сотни километров трубопроводов. Поэтому реализация интегрированного подхода возможна только с использованием средств автоматизации.

## Программные продукты

В настоящее время нефтяными компаниями разработаны программные продукты, позволяющие использовать интегрированный подход к проектированию. Например, в ООО «РН-УфаНИПИнефть» создан программный продукт ГиД, который используется при планировании развития дочерних обществ ОАО «НК «Роснефть». Его функционал в основном направлен на новые месторождения. На практике же часто требуется составить рейтинг мероприятий с учетом существующей инфраструктуры.

Компании Schlumberger и Petroleum Experts разработали программные комплексы соответственно AVOCET IAM и IPM. В них модели наземного обустройства и разрабатываемых месторождений интегрированы с помощью блока интеграции, автономность которого привела к условной оптимальности полученных решений.

Компания Shell ведет разработки в направлении интегрированного проектирования с 1988 г. Оно выполнялось для газовых месторождений и затем было

применено для нефтяных залежей. В работах [1, 2] приводится программное обеспечение, реализующее методологию компании Shell, однако точной информации о его функционале и возможностях в открытых источниках нет.

## Интегрированная модель

С целью решения вышеуказанных задач был реализован в виде программного комплекса инструмент для создания интегрированной модели, состоящей из трех взаимосвязанных частей:

– экономической;
– разработки месторождений;
– наземного обустройства.

Уникальность такой модели заключается в наличии полноценных прямых и обратных связей, которые обеспечивают рефлективность интегрированной модели, т.е. она становится способной отслеживать и модифицировать собственную структуру, а также поведение в процессе функционирования. Для расширения области применимости модель должна быть масштабируема, т.е. работоспособна на участках различного масштаба, и адаптивна, т.е. давать возможность выполнения тонкой настройки под индивидуальные нужды пользователей и специфику региона.

Для обеспечения рефлективности интегрированной модели основой объектного дизайна является математическое дерево, т.е. связный ациклический математический граф [2]. Оно состоит из листьев (источников), промежуточных элементов и корня (стока) (рис. 1).

Вводится объект $\overrightarrow{X}$ – поток, который передается по дереву от источника к стоку. На каждом элементе происходят суммирование приходящих потоков и преобразование суммы с помощью оператора преобразования $A$

$$\sum_i \overrightarrow{X_i^{in}} \xrightarrow{A} \overrightarrow{X^{out}}. \qquad (1)$$

Оператор преобразования $A$ имеет область определения $D(A)$. Если ввести функцию эффективности от результирующего потока $F(\overrightarrow{X^{out}})$, то возникает оптимизационная задача [3]

$$\begin{cases} F\left(\overrightarrow{X^{out}}\right) \to \max \\ \sum_i \overrightarrow{X_i^{in}} \in D(A) \end{cases}. \qquad (2)$$

Необходимо получить экстремум функции эффективности при условии, что входящий поток принадлежит области определения оператора преобразования $A$. Решением данной задачи на любом элементе дерева будет набор мероприятий по элементам, предшествующим выбранному. Среди них могут быть как промежуточные элементы, так и листья.

Система транспорта нефти добывающего предприятия может быть хорошо представлена в виде математического дерева (рис. 2). Листьями являются объекты разработки: скважины, кусты или месторождения в зависимости от масштаба рассматриваемого участка, промежуточными элементами – объекты перекачки: мультифазная насосная станция (МНС), дожимная насосная станция (ДНС), установка предварительного сброса воды (УПСВ), корнем – пункт сбора нефти [4]. Потоком может быть поток жидкости, электроэнергии либо экономический поток, т.е. накопленная функция экономической эффективности. Рассмотрим, как реализованы обратные связи между наземным обустройством и объектом разработки на примере УПСВ и потока жидкости $\vec{Q}$.

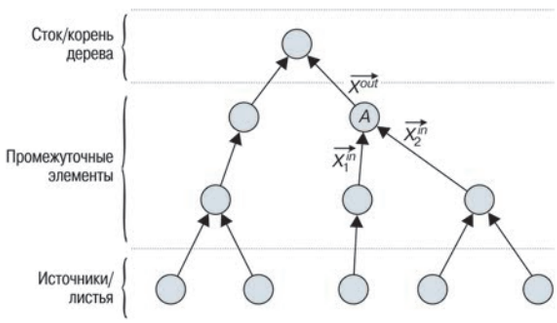



**Рис. 1. Объектная модель на основе математического дерева:**

$\overrightarrow{X^{out}}$ – результирующий поток; $A$ – оператор преобразования; $\overrightarrow{X_i^{in}}$ – входящий поток с $i$-го элемента

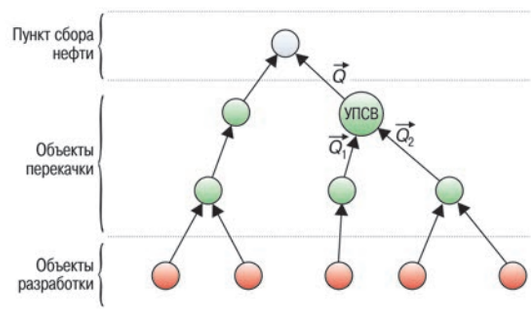



**Рис. 2. Реализации математической объектной модели на примере УПСВ**

Оператором преобразования потока на УПСВ является методика расчета сброса воды. Областью определения оператора служит интервал значений потока приходящей жидкости, который может принять установка

$$D(A) = \left[0, Q^{\max}\right], \quad (3)$$

где $Q^{\max}$ – максимальный поток жидкости, поступающей на установку.

В качестве функции эффективности примем функцию экономической эффективности NPV. Тогда оптимизационная задача имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \mathrm{NPV}(\vec{Q}) \to \max \\ Q = Q_1 + Q_2 \le Q^{\max} \end{cases}. \quad (4)$$

В выражении (4) жидкость в качестве аргумента функции экономической эффективности записана как вектор. Это объясняется тем, что NPV в общем виде является функцией многих переменных, среди которых производственные показатели и объемы реконструкций/строительства. В записи оптимизационной задачи (4) эти параметры представлены вектором $\vec{Q}$. Решением задачи по алгоритму, основанному на методе ветвей и границ [5], является комплекс мероприятий по разработке (ограничение добычи установкой штуцера, проведение геолого-технических мероприятий) и наземному обустройству (реконструкция рассматриваемой УПСВ, предшествующих установок, позволяющая снизить объем приходящей жидкости), который позволяет учесть ограничения по приему жидкости и обеспечивает максимум функции экономической эффективности. Таким образом, ограничения наземного обустройства отражаются в модели разработки, что является полноценной обратной связью между моделями наземного обустройства и разработки месторождений, обеспечивающей рефлективность интегрированной модели.

## Модульная архитектура модели

Адаптивность созданной в программе интегрированной модели обеспечена модульной архитектурой (рис. 3). Основные ее элементы следующие.

1. База данных – реляционная база данных, содержащая информацию об объектах разработки и наземного обустройства, а также проекты и мероприятия. В качестве СУБД выбран Microsoft SQL Server 2008 [5].

2. Графический интерфейс пользователя – блок программы, реализующий визуализацию интегрированной модели, доступ пользователя к хранимым и расчетным данным и вызов расчетных функций.

3. Плагины расчета – модули, реализующие методики расчета технологических и экономических показателей (например, расчет гидравлики в трубопроводах, технологических процессов на установках, добычи по скважинам и др.).

4. Интеграционная платформа – блок программы, содержащий информацию о метаданных (типы элементов, их свойства и методы) и предоставляющий интерфейс доступа к плагинам расчета.

5. Менеджер модели – блок программы для реализации следующего функционала:

– доступ (чтение, запись) к хранимым данным;

– организация и хранение в памяти загруженной модели;

– предоставление интерфейса программного доступа к объектам интеграционной платформы.

Менеджер модели состоит из нескольких блоков, среди которых блок хранения для доступа к базе данных, блок расчета для связи с интеграционной платформой и блок визуализации для предоставления информации, необходимой для визуализации объектов.

Преимуществом такой архитектуры программного комплекса является подключение расчетных методик в виде плагинов [6]. В зависимости от набора подключенных плагинов можно выбрать уровень сложности методик расчета. Чем меньше интегрированная модель, тем выше требуемый уровень сложности послед-

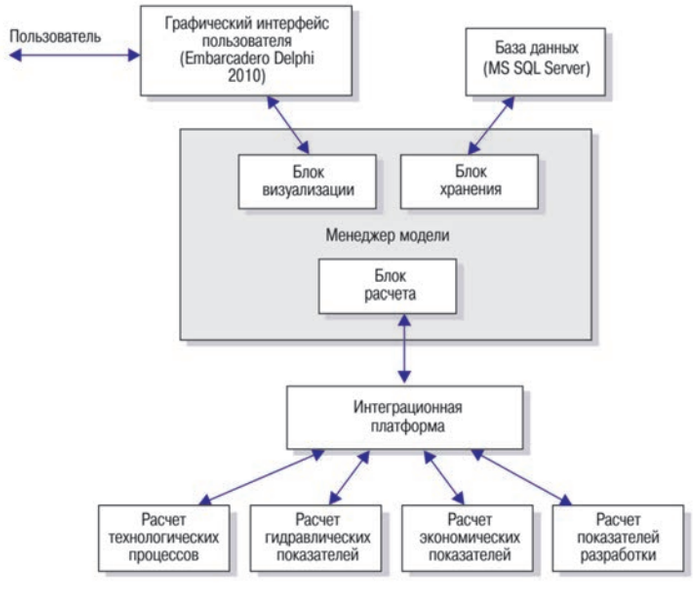



**Рис. 3. Архитектура предлагаемого программного обеспечения**

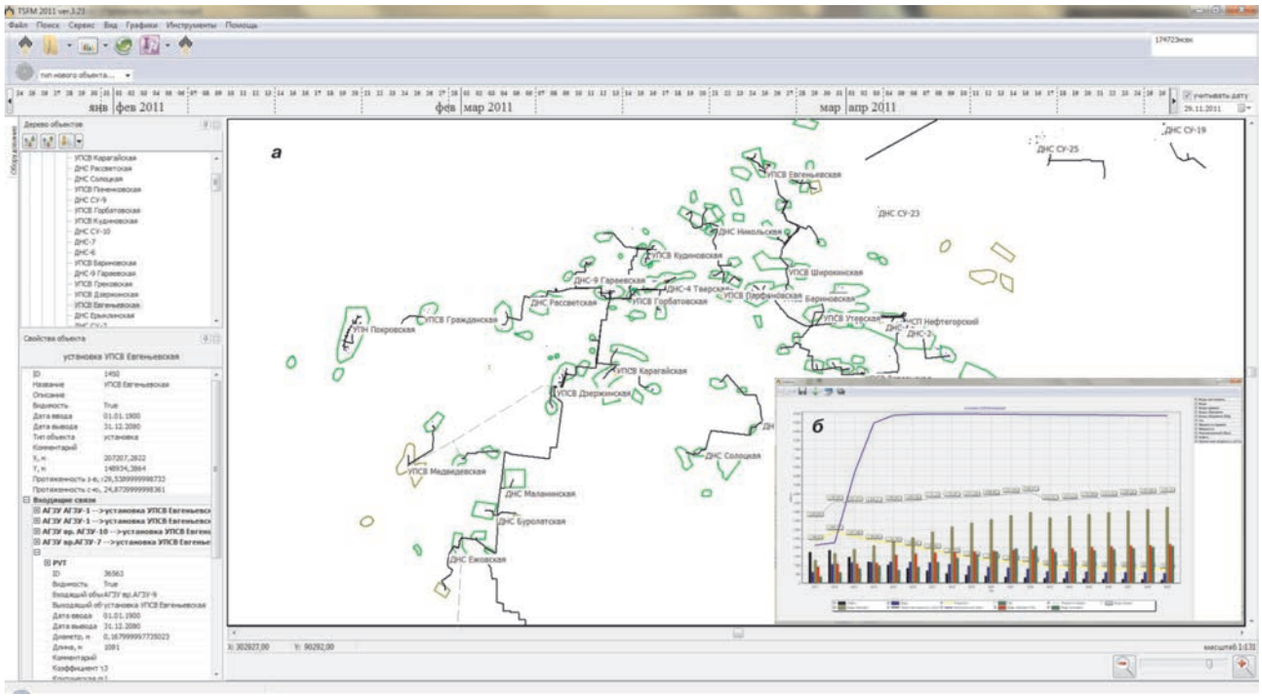



**Рис. 4. Интерфейс пользователя. Графическое представление модели (*а*) и уровни загруженности (*б*)**

них. С укрупнением модели вычислительная производительность и возможность сбора детальных исходных данных уменьшаются, и требуются более простые методики расчета. Использование плагинов делает систему тонко настраиваемой и пригодной к использованию в расчетах на участках разного масштаба и при различных индивидуальных потребностях пользователя.

В результате выполненной работы создана и апробирована пилотная версия программного обеспечения, позволяющая создавать интегрированные модели нефтедобывающих предприятий с полноценными прямыми и обратными связями между моделями наземного обустройства, объектами разработки месторождений и экономическими показателями.

## Примеры использования программы

Программа отображает наземную инфраструктуру в графическом виде. С использованием графической библиотеки GDI+ в плоском виде на экране отображаются скважины, выкидные линии, замерные установки, напорные нефтепроводы, водоводы, площадные объекты перекачки, границы лицензионных участков. Карта является интерактивной, т.е. по каждому объекту можно посмотреть его свойства. Графическое представление очень удобно для мониторинга текущего состояния наземной инфраструктуры. В интерфейс пользователя добавлен элемент «временная шкала», который позволяет следить за изменением наземного обустройства с течением времени. Так, можно посмотреть, как будет выглядеть система транспорта нефти через несколько лет (рис. 4).

На скважинах проводится расчет уровней добычи по интегрированной модели пласта. Эти уровни передаются в наземное обустройство, и на любом объекте наземного обустройства можно посмотреть его загруженность. На УПСВ осуществляется расчет сброса подтоварной воды [7]. При этом учитываются технологические схемы установок, детализированные до оборудования, а также приемистость нагнетательных скважин.

На нефтепроводах реализуется расчет гидравлических показателей по корреляции Beggs&Brill. В качестве исходных данных для расчета давления берутся параметры трубы (длина, диаметр, толщина стенки), коэффициент теплопроводности материала, толщина изоляции, коэффициент трения, шероховатость, параметры потока: объемные (количество жидкости, обводненность, газовый фактор), PVT-свойства (плотность, вязкость).

В программе выполняется расчет энергопотребления объектов наземного обустройства, а также загруженности электрических подстанций.

Благодаря заложенной объектной модели на основе математического графа для любого участка системы транспорта нефти можно автоматически рассчитать функцию NPV. Это позволяет оценивать экономическую эффективность как отдельных ветвей, так и всей наземной инфраструктуры.

Для апробации пилотной версии программного обеспечения в базу данных был загружен большой объем информации о значительной группе месторождений:

– границы 60 лицензионных участков;

– 7000 скважин (действующих, проектных, бездействующих);

– более 2,5 тыс. км трубопроводов;

– 40 ДНС и УПСВ;

– более 1000 объектов разработки с различными физико-химическими свойствами нефти и химическим составом воды;

– история добычи по всем скважинам за несколько лет;

– прогнозные уровни добычи по бизнес-плану.

## Практическая значимость программы

Разработанная пилотная версия программы широко использовалась при подготовке регионального интегрированного проекта обустройства и разработки группы месторождений ОАО «Самаранефтегаз». В результате трудозатраты на пересчет уровней добычи и загруженности объектов наземного обустройства всего региона сократились в 7 раз. Расчет гидравлических показателей на перспективу упростился и требует только одного запуска расчета. Итоговое сокращение трудозатрат составило около 2 человеко-лет.

Расчет установок с учетом детализированных до оборудования технологических схем позволил отказаться от заложенных в концепции развития реконструкций и заменить их техническим перевооружением.

В программе был получен критерий отключения высокообводненного фонда, который повысил NPV проекта.

## Заключение

В результате выполненной работы создана и апробирована пилотная версия программного обеспечения, позволяющая создавать интегрированные модели нефтедобывающих предприятий с полноценными прямыми и обратными связями между моделями наземного обустройства, объектами разработки месторождений и экономическими показателями. Обеспечен мощный функционал по каждой модели для подготовки интегрированных проектов. Программа применена при подготовке некоторых проектов. Отмечен положительный экономический эффект.

## Список литературы


1. *The Netherlands* Hydrocarbon Field Planning Tool for medium to long term production forecasting from oil and gas fields using integrated subsurface – surface models / N. Beliakova, J.T. van Berkel, G.J. Kulawski [et al.]// SPE 65160.

2. *Van Berkel J.T., Roodhart L.P.* A Global Gas Distribution Model with Transport Constraints: Methodology and Some Scenarios // SPE 113527.

3. *Макконнелл С.* Совершенный код // Пер. с английского В. Вшивцев. – СПб.: Русская редакция, 2007. – 896 с.

4. *Майника Э.* Алгоритмы оптимизации на сетях и графах. – М.: Мир, 1981. – 325 с.

5. *Корнеенко В.П.* Методы оптимизации. – М.: Высшая школа, 2007. – 664 с.

6. *Optimization* of Produced Water Dumping Using Conceptual Model of Field Infrastructure / S. Lomovskikh, V. Smyslov, E. Sukhov [et al.]// SPE 138078.

7. *Станек У.Р.* Руководство администратора. – М.: Русская редакция, 2008. – 542 с.

8. *Рудаков А.В.* Технология разработки программных продуктов. – М.: Академия, 2006. – 208 с.

9. *Коршак А.А., Шаммазов А.М.* Основы нефтегазового дела. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 544 с.


## References


1. Beliakova N., Van Berkel J.T., Kulawski G.J. et al., *The Netherlands Hydrocarbon Field Planning Tool for medium to long term production forecasting from oil and gas fields using integrated subsurface – surface models*, SPE 65160.

2. Van Berkel J.T., Roodhart L.P., *A global gas distribution model with transport constraints: methodology and some scenarios*, SPE 113527.

3. McConnell S., *Code Complete*, Second Edition, Microsoft Press, 2004, 970 p.

4. Minieka, E., *Optimization algorithms for networks and graphs*, Marcel Dekker, New York, 1978.

5. Korneenko V.P., *Metody optimizatsii* (Optimization methods), Moscow: Vysshaya shkola Publ., 2007, 664 p.

6. Lomovskikh S., Smyslov V., Sukhov E. et al., *Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure*, SPE 138078.

7. Stanek W.R., *Microsoft SQL Server 2008.* Administrator's Pocket Consultant, Microsoft Press, 2008, 542 p.

8. Rudakov A.V., *Tekhnologiya razrabotki programmnykh produktov* (Technology of product development), Moscow: Akademiya Publ., 2006, 208 p.

9. Korshak A.A., Shammazov A.M., *Osnovy neftegazovogo dela* (Basics of Petroleum Engineering), Ufa: DizaynPoligrafServis Publ., 2001, 544 p.

УДК 665.63
© А.Ю. Шаланова,
Л.Е. Корнишина, 2013

# Определение предельного содержания серы в легкой бензиновой фракции, выделенной из бензина каталитического крекинга и используемой при приготовлении бензинов класса «Евро»

**А.Ю. Шаланова, Л.Е. Корнишина (ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»)**

**Ключевые слова:** бензин каталитического крекинга, легкая фракция, сера.
**Key words:** cat-crecked gasoline, light gasoline fraction, sulfur.

**Адреса для связи:** ShalanovaAYu@nknpz.rosneft.ru, KornishinaLE@nknpz.rosneft.ru

## Введение

Увеличение объема производства нефтепродуктов, расширение их ассортимента и улучшение качества – основные задачи, стоящие перед нефтеперерабатывающей промышленностью в нашей стране. В Постановлении Правительства Российской Федерации от 27.02.08 г. об утверждении технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» особое внимание уделяется экологическим свойствам топлив. Эти свойства топлив в первую очередь определяются содержанием серы, ароматических углеводородов, в том числе и бензола, и непредельных углеводородов.

В связи с тем, что в последние годы в переработку поступают все более высокосернистые и высокопарафинистые нефти, особо остро стоит вопрос об использовании бензинов вторичных процессов, в частности бензинов каталитического крекинга. Последние характеризуются высокими октановыми числами, но вместе с тем достаточно большим содержанием серы (до 0,2 %), ароматических и непредельных углеводородов, что затрудняет их вовлечение в приготовление высокооктановых товарных бензинов класса «Евро».

## Характеристика легкой бензиновой фракции, выделенной из бензина каталитического крекинга

На ОАО «Новокуйбышевский НПЗ» реализуется процесс разделения бензина каталитического крекинга на фракции на установке стабилизации бензинов (УСБ). Этот процесс позволяет разделять бензин на две фракции: легкую и тяжелую. Легкая бензиновая фракция имеет более низкое содержание серы по сравнению с исходным бензином каталитического крекинга, что позволяет использовать ее в качестве компонента товарного бензина. В табл. 1 представлены показатели качества легкой бензино-

Таблица 1

| Показатели | Норма по стандарту предприятия | Фактические значения |
|---|---|---|
| Фракционный состав: | Не нормируется | |
| температура начала кипения, °С | Определение обязательно | 38 |
| объем выкипания, %, при температуре, °С: 70 | ≥ 30 | ≥ 32 |
| 100 | ≥ 80 | ≥ 83 |
| 150 | ≥ 100 | - |
| температура конца кипения, °С | ≤ 130 | ≤ 120 |
| Октановое число по ГОСТ 8286-82 | ≥ 85,0 | ≥ 85,6 |
| Массовая доля серы, % | ≤ 0,1 | ≤ 0,1 |
| Объемная доля бензола, % | ≤ 1,0 | ≤ 0,85 |
| Испытание на медной пластине | Выдерживает | Выдерживает |

вой фракции по варианту разделения, который реализуется в настоящее время на УСБ Новокуйбышевского НПЗ [1]. В условиях промышленного производства количество серы в легкой бензиновой фракции значительно зависит от ее содержания в исходном сырье – бензине каталитического крекинга, которое в свою очередь зависит от качества перерабатываемой нефти.

## Лабораторные исследования по определению предельного содержания серы в легкой фракции

Для лабораторных работ использовался бензин с установок 43-102/1,2 с содержанием серы до 0,19 % и температурой выкипания 35-200 °С. Было выделено несколько легких бензиновых фракций, показатели качества которых приведены в табл. 2. Из нее видно, что повышение температуры конца кипения легкой бензиновой фракции обеспечивает устойчивую тенденцию к увеличению в ней содержания серы и некоторому снижению октанового числа. Кроме того, повышение температуры конца кипения легкой бензиновой фракции на 1 °С дает в среднем прирост выхода фракции примерно 0,5 %. За основу была взята фракция НК-120 °С с содержанием серы 0,1 %, средняя выработка которой была принята равной 200 т/сут. Таким образом, рассматривая возможность использования более высокосернистого продукта для приготовления товарного бензина, необходимо учитывать, что количество его в общем объеме бензина будет увеличиваться.

Для определения предельно возможного содержания серы в легкой бензиновой фракции в лаборатории было приготовлено несколько образцов автомобильного бензина с учетом количества вырабатываемых на заводе компонентов (табл. 3) [2].

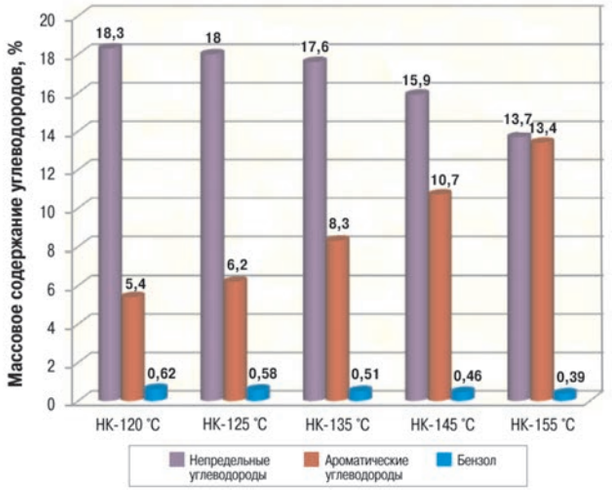
Как видно из представленных результатов, при работе трех установок риформинга содержание серы в легкой бензиновой фракции с УСБ можно поддерживать на уровне 0,14 %. Данный вариант

**Таблица 2**

| Показатели | Норма по стандарту предприятия | Фракция | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | НК-120 °С | НК-125 °С | НК-135 °С | НК-145 °С | НК-155 °С |
| Массовое содержание серы, % | ≤0,1 | ≤0,10 | ≤0,12 | ≤0,14 | ≤0,15 | ≤0,17 |
| Фракционный состав: | Не нормируется | | | | | |
| температура начала кипения, °С | Определение обязательно | ≥38 | ≥39 | ≥39 | ≥39 | ≥38 |
| температура конца кипения, °С | ≤130 | ≤120 | ≤124 | ≤136 | ≤142 | ≤154 |
| Октановое число по ГОСТ 8286-82 | ≥85 | ≥85,6 | ≥85,3 | ≥85,0 | ≥84,6 | ≥84,2 |
| Плотность при температуре 15 °С, кг/м$^3$ | - | <650 | 653,2 | 706,7 | 715,3 | 720,9 |
| Массовое содержание, %: | | | | | | |
| *n*-алканов | - | 7,6 | 7,5 | 7,5 | 7,4 | 7,2 |
| *i*-алканов | - | 49,0 | 48,5 | 45,6 | 44,3 | 43,7 |
| циклоалканов | - | 19,7 | 19,8 | 21,0 | 21,7 | 22,0 |
| непредельных углеводородов | - | 18,3 | 18,0 | 17,6 | 15,9 | 13,7 |
| ароматических углеводородов, | - | 5,4 | 6,2 | 8,3 | 10,7 | 13,4 |
| в том числе бензола | - | (0,62) | (0,58) | (0,51) | (0,46) | (0,39) |
| Массовый выход фракции, т/сут (%) | | 200 (45) | 209,3 (47,1) | 235,6 (53) | 249,8 (56,2) | 276,0 (62,1) |

**Таблица 3**

| Компонент | Массовое содержание серы, % | Октановое число по ГОСТ 8286-82 | Состав товарного бензина «Регуляр Евро-92», т/сут, (%), для образца | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | при работе двух установок риформинга | | при работе трех установок риформинга | | | |
| Катализат стабильный отбензоленный (смесь легкого и тяжелого риформатов) | 0 | 98,0 | 1500 (66,8) | 1500 (66,5) | 2200 (74,7) | 2200 (74,5) | 2200 (73,8) | 2200 (73,5) |
| Газовый бензин | 0,1 | 81,6 | 95 (4, 2) | 95 (4,2) | 95 (3,2) | 95 (3,2) | 95 (3,2) | 95 (3,2) |
| Стабильный изомеризат | 0 | 78,0 | 450 (20,1) | 450 (20,0) | 450 (15,3) | 450 (15,2) | 450 (15,1) | 450 (15,0) |
| Легкая фракция | 0,10<br>0,12<br>0,14<br>0,15 | 85,6<br>85,3<br>85,0<br>84,6 | 200 (-)<br>- (-)<br>8,9 (-)<br>- (-) | - (-)<br>209,3 (9,3)<br>- (-)<br>- (-) | 200 (6,8)<br>- (-)<br>- (-)<br>- (-) | - (-)<br>209,3 (7,1)<br>- (-)<br>- (-) | - (-)<br>235,6 (7,9)<br>- (-)<br>- (-) | - (-)<br>249,8 (8,3)<br>- (-)<br>- (-) |
| ИТОГО | | | 2245 100 | 2254,3 100 | 2945 100 | 2954,3 100 | 2980,6 100 | 2994,8 100 |
| Увеличение выработки бензина | | | | + 9,3 | | + 9,3 | + 35,6 | + 49,8 |
| Качество образцов товарного бензина | | | | | | | | |
| Содержание серы, ppm | | | 131 | 153,6 | 100 | 117,2 | 142,6 | 156,5 |
| Октановое число по ГОСТ 8286-82 | | | 92,2 | 92,14 | 93,6 | 93,55 | 93,45 | 93,38 |




**Содержание углеводородов в легких бензиновых фракциях, выделенных из бензина каталитического крекинга**

позволит получать товарный бензин требуемого качества с содержанием серы не более 150 ppm. При этом повышение температуры конца кипения фракции увеличит ее выход и соответственно общее количество вырабатываемого товарного бензина.

При работе двух установок риформинга содержание серы в легкой бензиновой фракции необходимо поддерживать на уровне менее 0,1 %, так как в данных условиях увеличение ее количества превышает данный показатель в товарном бензине нормируемого уровня 150 ppm.

Снижение октанового числа на 0,5-1,0 пункт при повышении температуры конца кипения легкой фракции несущественно влияет на качество товарного бензина. При поддержании октанового числа других компонентов на требуемом стандартами уровне снижение октанового числа легкой фракции на 1 пункт уменьшит данный показатель в товарном бензине на 0,05 – 0,1 пункта.

При анализе углеводородного состава выделенных легких фракций необходимо отметить, что при повышении температуры конца кипения прослеживаются следующие тенденции (см. рисунок):

– массовое содержание непредельных углеводородов снижается с 18,3 до 13,7 %;

– массовое содержание бензола уменьшается с 0,62 до 0,39 %;

– массовое содержание ароматических углеводородов возрастает практически в 2 раза (от 5,4 до 13,4 %).

Выявленные изменения углеводородного состава с учетом количества вовлекаемой легкой бензиновой фракции в товарный бензин (около 10 % на общее количество) также незначительно влияют на его качество.

Представленные данные лабораторных исследований могут быть использованы при пересмотре стандарта предприятия с учетом фактической работы установки риформинга. Для варианта работы двух таких установок предельное значение содержания серы в легкой бензиновой фракции следует оставить на уровне не более 0,1 %, трех установок – не более 0,14 %. Кроме того, для второго варианта температура конца кипения легкой бензиновой фракции должна быть не выше 140 °С.

## Выводы

1. При пересмотре стандарта предприятия предлагается рассмотреть вопрос о внесении изменений: по содержанию серы в легкой фракции в соответствии с предложенными вариантами и для работы трех установок риформингов установить температуру конца кипения легкой фракции не более 140 °С.

2. Использование легкой бензиновой фракции с массовым содержанием серы более 0,1 % при приготовлении товарного бензина класса «Евро» позволяет увеличить его выработку примерно на 12 % в год и соответственно прибыль от его реализации.

## Список литературы

1. *Стандарт* ОАО «НК НПЗ». Фракции бензиновые с установки стабилизации бензина цеха №3. Технические условия. – Введ. 2011-06-30 – Новокуйбышевск: ОАО «НК НПЗ», 2011.

2. *Технология* ОАО «НК НПЗ». Производство бензина неэтилированного марки Регуляр Евро-92 по ГОСТ Р 51866 (ЕН-228). Промышленное производство. – Введ. 2011-02-09. – Новокуйбышевск: ОАО «НК НПЗ», 2011.

## References

1. *Standard of OAO "NK NPZ", Fraktsii benzinovye s ustanovki stabilizatsii benzina tsekha no. 3* (Gasoline fractions with stabilizer gasoline plant no. 3), Novokuybyshevsk: OAO "NK NPZ", 2011.

2. *Technology of OAO "NK NPZ", Proizvodstvo benzina neetilirovannogo marki Regulyar Evro-92 po GOST R 51866 (EN-228)* (Production of unleaded gasoline brand Regular Euro-92, GOST R 51866 (EN-228)), Novokuybyshevsk: OAO "NK NPZ", 2011.

УДК 665.63-048-954.013
© И.В. Глазков, М.В. Шураев, С.П. Сетин, 2013

# Применение системы усовершенствованного управления (APC-системы) на установках первичной переработки нефти АВТ

**И.В. Глазков, М.В. Шураев, С.П. Сетин (ОАО «Куйбышевский НПЗ»)**

**Ключевые слова:** APC-система, установка первичной обработки нефти АВТ, усовершенствованное управление технологическим процессом.
**Key words:** APC-system, ADU/VDU-5, Advanced process control.

**Адреса для связи:** ShuraevMV@knpz.rosneft.ru, GlazkovIV@knpz.rosneft.ru, SetinSP@knpz.rosneft.ru

## Введение

Усовершенствованное управление технологическими процессами (Advanced Process Control – APC) – сравнительно новое направление промышленной автоматизации, возникшее в начале 90-х годов XX века и завоевавшее широкую популярность в последнее десятилетие [1]. В настоящее время в мире успешно реализованы тысячи APC-проектов на разных технологических установках. В целом эффект от применения APC не может сравниться с эффектом от реализации капиталоемких технологических мероприятий, существенно повышающих выход продукции, энергосбережение и др. Однако благодаря относительно низкой стоимости по сравнению с этими мероприятиями APC может конкурировать с ними по рентабельности: срок окупаемости APC-систем составляет около 6-10 мес, что делает их весьма привлекательным объектом для инвестирования [2]. Основные компании, занимающиеся разработкой и внедрением APC-систем, приведены в работе [3].

APC предназначена для модернизации системы управления технологической установки путем введения в нее специального программного обеспечения, реализующего алгоритмы многомерного прогнозирующего управления на основе модели технологического процесса (ТП). APC-система представляет собой своего рода «автопилот» для технологической установки: она выполняет определенные функции оператора и, как показывает анализ работы APC-систем, проводившийся в течение многих лет с помощью как математических методов, так и экспертного анализа, выполняет эти функции в целом лучше, чем операторы.

Основные функции APC-системы:

– управление установкой в стационарном режиме и при смене производственных заданий;

– оптимизация работы установки или группы установок по экономическому критерию [1].

APC-система позволяет сократить время переходных процессов, возникающих при смене режимов установки АВТ, быстрее и более плавно стабилизировать режим, что снижает число резких механических воздействий на оборудование и увеличивает срок его службы [4].

## Мировой опыт внедрения APC на установках первичной переработки нефти АВТ

Установка АВТ считается наиболее перспективной для внедрения APC. Это объясняется относительно высокой удельной прибылью (до 80 центов США на 1 м$^3$ сырья) в сочетании с большим объемом переработки. Мировой опыт свидетельствует, что внедрение APC на блоках атмосферного разделения нефти и вторичной перегонки бензинов может обеспечить до 2-5 млн. долл. США годовой прибыли. Оценки прибыли от внедрения APC на российских установках атмосферного разделения свидетельствуют о весьма привлекательных сроках окупаемости APC-проектов (4–8 мес).

Основные задачи APC на установке АВТ:

– обеспечение возможности повышения загрузки установки;

– увеличение отборов более ценных продуктов за счет менее ценных (например, дизеля за счет атмосферного газойля и соответственно атмосферного газойля за счет прямогонного мазута);

– энергосбережение (за счет снижения нагрузки на печи и экономии электроэнергии на котельно-вспомогательное оборудование);

– более быстрая и качественная отработка изменений производственных заданий по загрузке установки и спецификациям выпускаемых продуктов.

> APC-система позволяет сократить время переходных процессов, возникающих при смене режимов установки АВТ, быстрее и более плавно стабилизировать режим , что снижает число резких механических воздействий на оборудование и увеличивает срок его службы.

Эти задачи управления и оптимизации решаются в результате использования в качестве управляемых и контролируемых параметров APC-системы набора виртуальных анализаторов качества продукции, таких как температура конца кипения (КК) бензина К-1 и К-2, температура начала кипения (НК) и температура КК керосиновой и дизельной фракций, содержание легких компонентов в прямогонном мазуте, $C_5$ в рефлюксе, бензолообразующих компонентов в сырье категории риформинга и др. Набор необходимых виртуальных анализаторов формируется исходя из целей конкретного APC-проекта и соответствует стандартам предприятия и принятой на нем практике ведения ТП [1].

Примеры применения APC на различных предприятиях приведены ниже.

*Внедрение APC на установке АВТ мощностью 4,5 млн. т/год на НПЗ Rompetrol (Бухарест, Румыния)*

- Задачи: оптимизация энергопотребления, повышение выхода легких дистиллятов.
- Срок выполнения проекта – 6 мес.
- Подтвержден экономический эффект 1,9 млн. долл. США в год.
- Срок окупаемости – менее 3 мес [5].

*Внедрение APC на установке АВТ мощностью 1,81 млн. т/год на НПЗ GALP Energia (Порто, Португалия)*

- Задача: оптимизация работы фракционирующих колонн и печей подогрева.
- Результат: снижение вакуумного остатка на 0,684 %.
- Экономический эффект – 1,94 млн. евро в год.
- Срок окупаемости – менее 5 мес [5].

*Внедрение APC на установке АВТ мощностью 4 млн. т/год в ЗАО «РНПК» (Рязань, Россия)*

- Задача: оптимизация работы фракционирующих колонн и печей подогрева.
- Результат: увеличение отбора тяжелого дизельного топлива из мазута на 0,386 %.
- Экономический эффект – 1,5 млн. долл. США в год.
- Срок окупаемости – 6 мес [6].

## Внедрение APC-системы на установке АВТ-5 ОАО «Куйбышевский НПЗ»

На основе результатов лабораторного мониторинга установки АВТ-5 были выявлены следующие особенности.

Согласно спецификации температура выкипания 96 % дизельного топлива летнего (ДТЛ) должна быть не выше 360 °С, ее фактическое значение равно 357 °С. (рис. 1). Среднее квадратичное отклонение по температуре составляет 3 °С. При внедрении APC-системы оно снизится на 50 %, т.е. запас по температуре уменьшится на 1,5 °С, что согласно расчету увеличит объем выработки ДТЛ на 0,1 %.

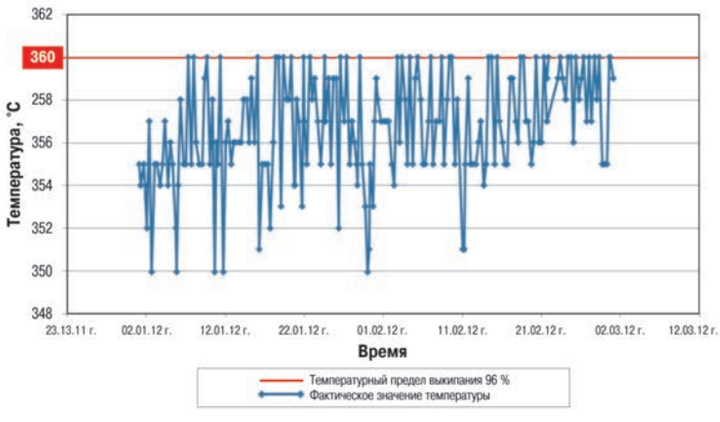



**Рис. 1. Анализ температуры выкипания 96 % ДТЛ на установке АВТ-5**

Основываясь на результатах расчетов по внедрению APC-системы и анализа работы установки АВТ-5, можно сделать вывод, что внедрение данной системы позволит получить дополнительно 0,1 % ДТЛ и снизить эксплуатационные затраты на ведение технологического процесса.

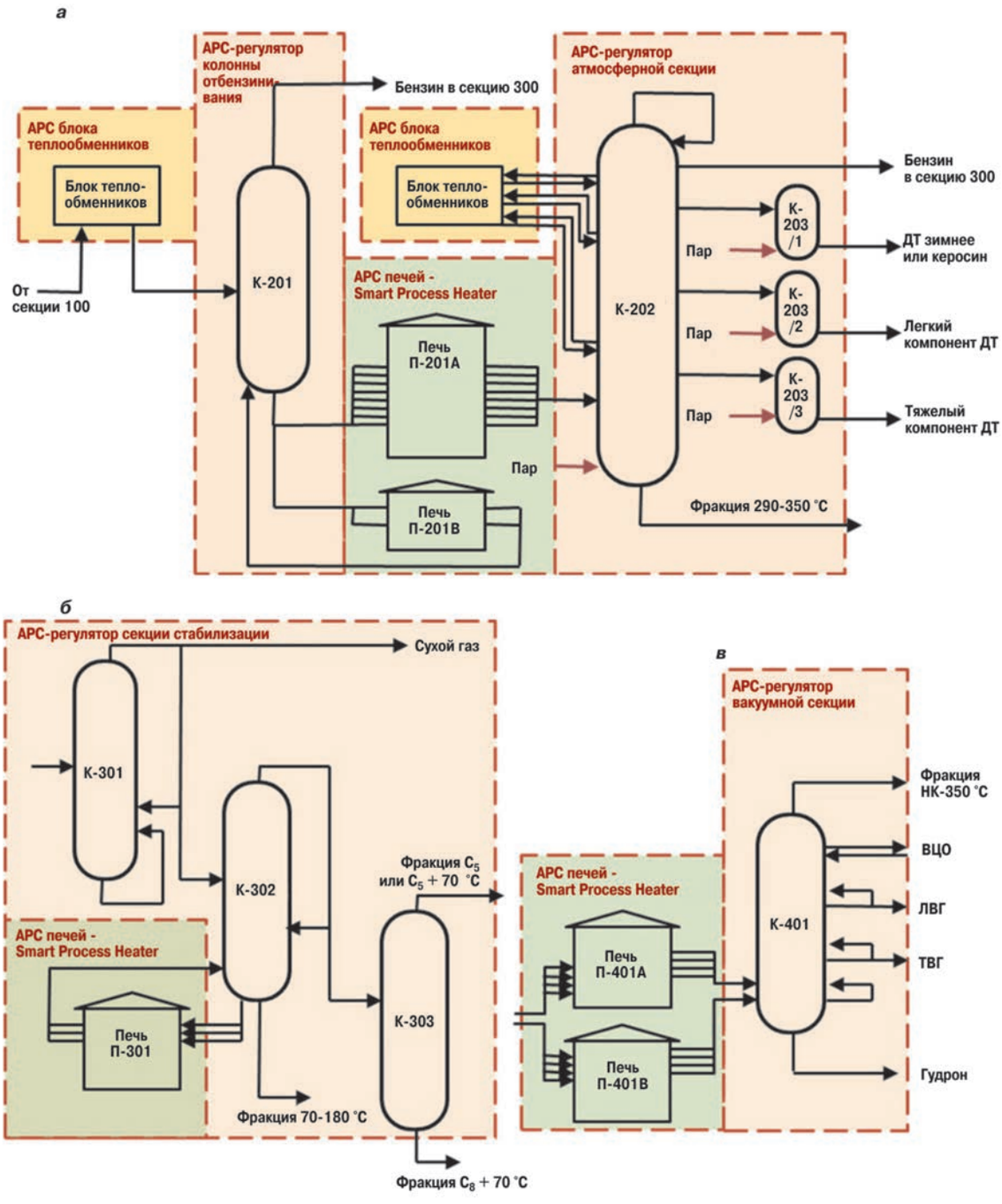



**Рис. 2. Структура АРС-регуляторов для установки АВТ-5 ОАО «Куйбышевский НПЗ»:**
*а* – секция 200 (атмосферная переработка); *б* – секция 300 (стабилизация); *в* – секция 400 (вакуумная переработка: ВЦО – фракция верхнего циркуляционного орошения; ЛВГ, ТВГ – соответственно легкий и тяжелый вакуумный газойль; К – колонны

Внедрение АРС-системы происходит поэтапно. На каждом этапе осуществляются тестирование, идентификация моделей и настройка ресурсов. Параллельно проводится обучение персонала заказчика навыкам работы с этой системой.

## Структура АРС для установки АВТ-5 ОАО «Куйбышевский НПЗ»

На установке АВТ-5 предлагается внедрять АРС-систему поблочно для удобства проектирования и чтобы не останавливать технологический процесс при внедрении. Взаимодействие между блоками осуществляется путем передачи данных от одного АРС-регулятора другому. АРС-система установки будет включать девять блоков: два блока теплообменников, три регулятора для печей подогрева, по регулятору на атмосферную, вакуумную секции, секцию стабилизации и колонну отбензинивания.

В целом структура АРС-системы будет выглядеть следующим образом: девять АРС-регуляторов, вир-

туальные анализаторы, полевые КИП, операторский интерфейс, действующие на распределенную систему управления установки в режиме «удаленный каскад» (рис. 2).

## Заключение

Внедрение APC-системы на установке АВТ-5 ОАО «Куйбышевский НПЗ» позволит:

– увеличить выход ДТЛ в среднем на 0,1 %;

– уменьшить влияние субъективного фактора;

– оперативно изменять показатели качества продукции;

– получить дополнительную прибыль.

Внедрение APC-систем является важным шагом к достижению мировых стандартов в области эффективного управления технологическими процессами.

## Список литературы


1. «*Что* такое APC.», http://hpsweb.honeywell.com/Cultures/ru-RU/AdvancedSolutions/AdvancedProcessControl/WhatisAPC/

2. *Захаркин М.А., Кнеллер Д.В.* Применение методов и средств усовершенствованного управления технологическими процессами (APC)//Датчики и системы. – 2010. – № 10. – С. 57-71.

3. *Желудов А.В.* APC – усовершенствованное управление технологическими процессами. Опыт реализации проектов на предприятиях Группы «ЛУКОЙЛ». http: //neftegas.info/uploaded/files/nashi_konferencii/2010/22-23june/doklady/2%2013-20.ppt/.

4. *Макарова Т.* Прогресс приносит прибыль//ITime Информационные технологии в ТЭК. – 2009. – № 1. – С. 34-37.

5. *Куликов В.А.* Усовершенствованное управление (APC) и оптимизация в системе DeltaV. – Emerson Process Management AG.

6. *Повышение* эффективности работы установки первичной переработки нефти с помощью системы усовершенствованного управления/Л.С. Розенберг, К.Б. Рудяк, В.Б. Исаев [и др.]//Промышленные АСУ и контроллеры. – 2007. – № 2. – С. 6-12.


## References


1. URL: http://hpsweb.honeywell.com/Cultures/ru-RU/AdvancedSolutions/AdvancedProcessControl/WhatisAPC.

2. Zakharkin M.A., Kneller D.V., *Datchiki i sistemy*, 2010, no. 10, pp. 57-71.

3. Zheludov A.V., URL: http: //neftegas.info/uploaded/files/nashi_konferencii/2010/22-23june/doklady/2013-20.ppt/.

4. Makarova T., *ITime*, 2009, no. 1, pp. 34-37.

5. Kulikov V.A., *Usovershenstvovannoe upravlenie (APC) i optimizatsiya v sisteme DeltaV* (Advanced control (APC) and optimization in the DeltaV system).

6. Rozenberg L.S., Rudyak K.B., Isaev V.B. et al., *Promyshlennye ASU i kontrollery*, 2007, no. 2, pp. 6-12.

УДК 622.276.1/.4"712.8"
© О.И. Дьяченко, 2013

# Усовершенствованная концепция универсальной методики оценки эффективности геолого-технических мероприятий с учетом одновременной добычи нескольких продуктов

**О.И. Дьяченко (ООО «РН-Пурнефтегаз»)**

**Ключевые слова:** геолого-техническое мероприятие, нефть, газовый конденсат, газ, экономическая эффективность, переменные затраты, постоянные затраты, цена реализации, оценка эффективности.
**Key words:** well stimulation activity, oil, gas condensate, gas, economic efficiency, direct costs, fixed cost, selling price, efficiency estimation.

**Адрес для связи:** OIDyachenko@purneftegaz.ru

## Введение

В настоящее время значительная часть месторождений нефтяных компаний находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением добычи нефти и ростом обводненности продукции. В связи с этим нефтяные компании стремятся наращивать производственный потенциал посредством совершенствования подходов к увеличению коэффициента извлечения нефти и степени выработки запасов, а также уделяют большое внимание открытию и разработке новых месторождений [1].

Одним из приоритетных путей эффективного наращивания объемов добычи в рамках реализации стратегии устойчивого роста ОАО «НК «Роснефть» является освоение перспективных направлений развития, к которым относятся разработка трудноизвлекаемых запасов не только нефти, но и газа, как нефтяного, так и природного. Актуальность организации добычи нефтяного газа обусловлена прежде всего необходимостью его использования в рамках программы сокращения выбросов в атмосферу при сжигании на факелах. Подтвержденные запасы природного газа ОАО «НК «Роснефть» составляют существенный потенциал компании.

Таким образом, развитие газового сектора и монетизация запасов являются одной из приоритетных задач ОАО «НК «Роснефть», для решения которой компания стремится повышать качество организации производства за счет совершенствования механизмов оперативного и долгосрочного планирования, что невозможно без разработки новых и совершенствования существующих подходов к экономическому анализу [2].

Одним из основных направлений оперативного планирования добычи углеводородов является проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) с целью достижения ее прироста. В настоящее время существует ряд проблем качественной оценки ГТМ, обусловленных различиями организации процесса добычи, подготовки и транспорта четырех добываемых продуктов: нефти, газового конденсата, нефтяного и природного газов. Стандартная методика на этапе оперативного планирования этих мероприятий учитывает особенности, связанные с добычей одного продукта (как правило, нефти), что не позволяет точно оценить эффективность ГТМ, направленных на одновременную добычу различных видов углеводородов.

Обозначенная проблема вызывает необходимость разработки универсальной методологической концепции оценки эффективности ГТМ с учетом одновременной добычи нескольких продуктов и изменчивости макропараметров на период горизонта расчета [3]. Кроме того, необходима проработка алгоритма автоматизации концепции на базе существующих в ОАО «НК «Роснефть» стандартных программных продуктов с целью максимальной адаптации и унификации в условиях компании. Результатом решения поставленных задач станет универсальная модель комплексной оценки эффективно-

сти ГТМ, учитывающая особенности, связанные с добычей нескольких продуктов.

В настоящее время существует ряд проблем качественной оценки ГТМ, обусловленных различиями организации процесса добычи, подготовки и транспорта четырех добываемых продуктов: нефти, газового конденсата, нефтяного и природного газов.

## Универсальная методика оценки эффективности ГТМ

Различия организации процесса добычи, подготовки и транспорта четырех продуктов можно классифицировать по следующим направлениям [1]:

– параметры разработки, к которым прежде всего относятся различные темпы снижения добычи по видам продукции;

– технологические параметры, необходимо различать принципы организации процесса добычи и подготовки в зависимости от вида скважин;

– экономические параметры, к которым относятся нормативы затрат, цена реализации продукции, изменение макропараметров и др.

Совокупный учет перечисленных параметров в рамках предлагаемого комплексного подхода в условиях ориентации на существующие особенности организации процесса добычи различных видов углеводородов позволит получить более корректный анализ эффективности ГТМ.

В зависимости от назначения добывающей скважины (нефтяная или газовая) учитываются основные различия, обусловленные особенностями эксплуатации и существенно влияющие на результативность мероприятия. При этом продукцией нефтяных скважин являются нефть, нефтяной газ, а также, при наличии газовой шапки, прорывной газ и газовый конденсат. Газовые скважины ориентированы на добычу природного газа и газового конденсата.

При учете параметров разработки необходимо понимать, что для нефтяной скважины темп снижения добычи нефтяного газа такой же, как и нефти при отсутствии в продукции скважины прорывного газа из газовой шапки. При наличии газовой шапки темп снижения добычи нефтяного газа и газового конденсата определяется в среднем для каждого пласта. По газовым скважинам темп снижения добычи природного газа в настоящее время также рассматривается индивидуально для каждого объекта разработки. Уменьшение добычи газового конденсата газовых скважин в свою очередь рассчитывается по газоконденсатному фактору.

Анализируя технологические особенности добычи углеводородов для каждого продукта, необходимо учитывать принципиальные различия производственных этапов организации добычи, подготовки и транспорта для разных типов углеводородов, а также результирующее влияние особенностей этих процессов на такие ключевые экономические параметры, как переменные и постоянные затраты, цена реализации [4]. При определении эффективности ГТМ, проводимых для повышения добычи нефти, учитываются переменные затраты на ее подъем, подготовку, транспорт и закачку жидкости в систему поддержания пластового давления. Для универсальности сравнения процессов производства нефти и газа остановимся подробнее только на процессах добычи, подготовки и транспорта, поскольку при добыче газа не требуется закачка жидкости.

Основными статьями затрат на добычу и перекачку жидкости являются электроэнергия на механизированную добычу и электроэнергия на перекачку жидкости [5]. Норматив затрат на эти процессы определяется по формуле

$$УЗ_{ж} = (З_{м.д} + З_{пер})/Q_{ж}\,, \qquad (1)$$

где $УЗ_{ж}$ – удельные эксплуатационные затраты на добычу жидкости; $З_{м.д}$, $З_{пер}$ – суммарные затраты на электроэнергию соответственно для механизированной добычи и перекачки жидкости; $Q_{ж}$ – суммарная добыча жидкости.

Основными статьями затрат на подготовку нефти являются химические реагенты для подготовки сырья, покупная электроэнергия на подготовку, топливо [5]. Норматив затрат на подготовку нефти определяется по формуле

$$УЗ_{н} = (З_{х.р} + З_{э} + З_{т})/Q_{н}, \qquad (2)$$

где $УЗ_{н}$ – удельные затраты на подготовку нефти; $З_{х.р}$, $З_{э}$, $З_{т}$ – суммарные затраты соответственно на химические реагенты, электроэнергию на подготовку нефти и на топливо; $Q_{н}$ – суммарная добыча нефти.

При учете добычи дополнительных объемов газа за основу принимаем стандартный подход определения нормативов, принимая во внимание следующие статьи переменных расходов [5]: метанол на подготовку газа; электроэнергия на сбор и транспорт газа.

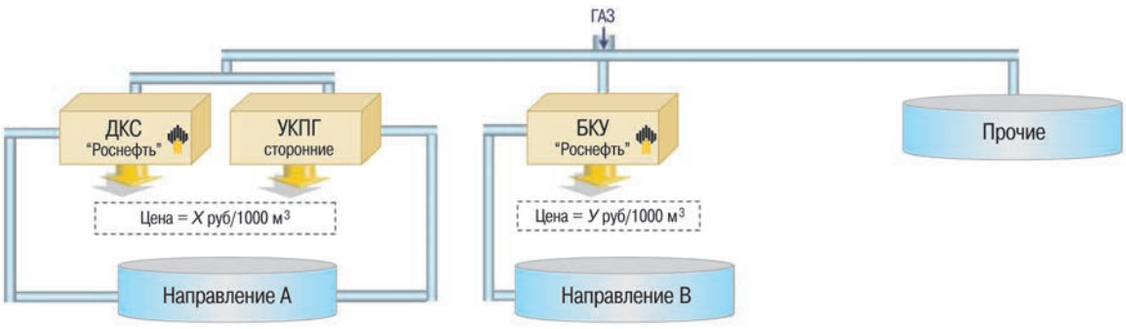



**Рис. 1. Пример схемы реализации газа по различным направлениям**

Принципиальное различие в переменных затратах на добычу нефти и газа заключается в отсутствии дополнительного расхода топлива и электроэнергии на перекачку и механизированную добычу при сборе газа. На основании вышеизложенного норматив переменных затрат на сбор и транспорт газа определяется по формуле

$$УЗ_г = (З_м + З_э)/Q_г, \quad (3)$$

где $УЗ_г$ – удельные затраты на сбор и транспорт газа; $З_м$, $З_э$ – суммарные затраты соответственно на метанол, электроэнергию на сбор и транспорт; $Q_г$ – суммарная добыча газа.

Важным условием организации процесса добычи газа является необходимость его подготовки с целью доведения до товарного состояния и последующей реализации по рыночной стоимости. Организация данного процесса требует привлечения дополнительных инвестиций для строительства производственных мощностей, позволяющих доводить газ до товарного состояния собственными силами. В настоящее время, учитывая актуальность задачи, НК «Роснефть» уделяет вопросу строительства и развития производственных мощностей большое внимание: вводятся в эксплуатацию дожимные компрессорные станции (ДСК), обеспечивающие сбор, компримирование и подготовку газа до товарного состояния. Тем не менее из-за недостатка производственных мощностей и инфраструктурного обустройства на сегодняшний день компания часто пользуется услугами сторонних организаций. В связи с этим при оценке эффективности добычи газа необходимо учитывать несколько направлений его реализации с точки зрения как генерации дополнительных расходов на подготовку, так и различия цены реализации.

Рассмотрим пример организации поставки газа по нескольким направлениям (рис. 1). Газ, подготовленный до товарного качества и соответствующий необходимому стандарту, предполагается поставлять по рыночной цене реализации $X$ руб/1000 м$^3$ (направление А). Часть газа, реализуемого по рыночной цене, подготавливается на ДКС ОАО «НК «Роснефть», в то время как объем газа, превышающий допустимую производственную мощность существующих объектов и пропускную способность инфраструктуры компании – на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) сторонних организаций (удельные переменные затраты на подготовку значительно выше). Кроме того, часть сырого газа без предварительной подготовки после блочных кустовых установок (БКУ) поставляется по направлению В на условиях более низкой цены реализации $Y$ руб/1000 м$^3$.

Учет различных направлений поставки газа позволит корректно определять переменные затраты на подготовку и цену реализации применительно к каждой скважине. Что касается состава постоянных расходов по скважине, необходимо учитывать особенности технологии эксплуатации, обусловленные ее назначением (нефтяная, газовая) [5]. Например, одним из различий между нефтяной и газовой скважинами может быть отсутствие глубиннонасосного оборудования для газовой скважины, обусловленное фонтанным способом ее эксплуатации, и, следовательно, отсутствие затрат на его ремонт и обслуживание.

Таким образом, учет эксплуатационных особенностей добычи нефти, газового конденсата, природного и нефтяного газов, различий технологии эксплуатации нефтяных и газовых скважин, нескольких направлений реализации газа позволит более достоверно оценить эффективность и принять качественное управленческое решение на этапе оперативного планирования.

Автоматизация предлагаемого подхода основана на использовании стандартной унифицированной среди добывающих дочерних обществ компании модели оценки эффективности ГТМ, выполненной на базе MS Excel. Разработанные надстройки дополнительного модуля включают все перечисленные

методологические особенности, связанные с одновременной добычей нескольких продуктов.

Рассмотрим несколько примеров принятия управленческого решения на этапе оперативного планирования проведения ГТМ с использованием предлагаемой концепции оценки. До настоящего времени дополнительная добыча газа при определении эффективности ГТМ не учитывалась, следовательно, при планировании мероприятий с ориентированием только на нефтяную часть (табл. 1), которая вследствие недостаточности генерируемых объемов может быть убыточной (NPV<0), существовала высокая вероятность принятия ошибочного решения об отказе от потенциально прибыльного ремонта. Учет дополнительной добычи нефтяного газа (28,4 тыс. м$^3$/сут) скв. 1 месторождения А в рассматриваемом примере показал эффективность и целесообразность проведения запланированного мероприятия (NPV>0).

Во втором примере (табл. 2) показано, как учет различных направлений реализации газа и связанных с ними особенностей определения переменных затрат на подготовку и цены позволяет более корректно выбрать скважину–кандидата для проведения ГТМ и принять качественное управленческое решение. Сравниваются две скважины: скв. 1 месторождения А и скв. 2 месторождения Б с одинаковыми параметрами по дебиту нефти, жидкости и газа. В представленном примере объемы добычи нефти по обеим скважинам недостаточны для покрытия затрат и достижения окупаемости ГТМ. При этом преимущество скв. 1 обусловлено наличием газопровода, позволяющего реализовывать нефтяной газ по более высокой (рыночной) цене *X* руб/1000 м$^3$. В результате проведение мероприятия в скв. 1 экономически более целесообразно (NPV > 0), чем в скв. 2 (NPV < 0), для которой низкая цена поставки нефтяного газа по направлению В (*Y* руб/1000м$^3$) не позволяет достичь окупаемости ремонта за период эффекта от мероприятия.

**Таблица 1**

| Дополнительная добыча | | NPV (20 %), тыс. руб. | Решение о проведении ГТМ |
|---|---|---|---|
| нефти, т/сут | газа, тыс. м$^3$/сут | | |
| Без учета добычи нефтяного газа | | | |
| 3,2 | | <0 | Отказаться |
| С учетом добычи нефтяного газа | | | |
| 3,2 | 28,4 | >0 | Провести |

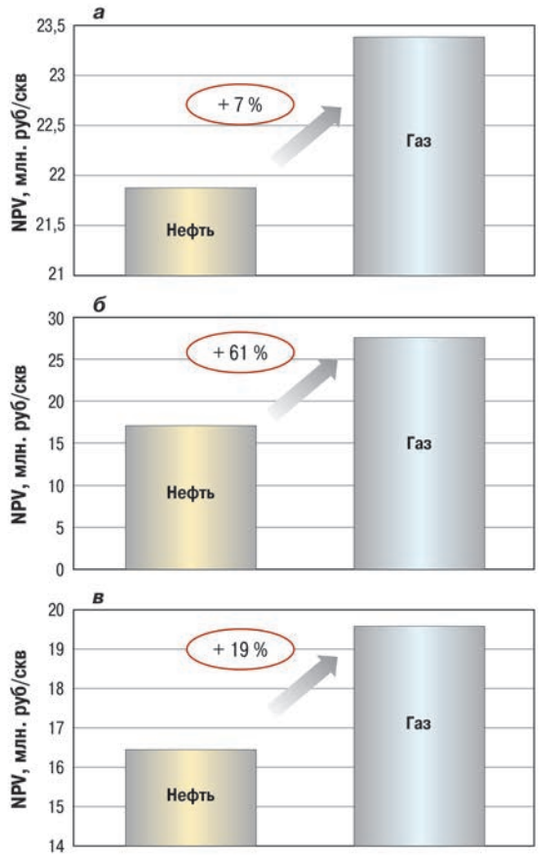



**Рис. 2. Сравнение удельной эффективности нефтяных и газовых ГТМ:**
*а* – перевод скважины на вышележащий горизонт; *б* – вывод скважины из бездействия; *в* – проведение гидроразрыва пласта

Приведенные примеры показывают, как учет добычи газа и связанных с этим особенностей ценообразования и формирования переменных затрат позволяет повысить качество управленческого решения на этапе планирования мероприятий. Необходимо отметить также, что по статистике средняя удельная эффективность (NPV на одну скважину) газовых ГТМ выше, чем нефтяных (рис. 2). Исходя из рис. 2 можно сделать вывод, что неучет добычи газа часто является причиной искажения фактической эффективности мероприятий.

Для определения экономического эффекта от использования предлагаемого подхода были проанализированы ГТМ 2011 г., ориентированные на одновременную добычу нефти и нефтяного газа (рис. 3). На этапе первичной оценки в рамках стандартной методики компании без учета дополнительной добычи газа эффективными считались 58 % меро-

**Таблица 2**

| Месторождение | Номер скважины | Направление реализации газа | Дополнительная добыча | | | NPV (20 %), тыс. руб. | Решение о проведении ГТМ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | нефти, т/сут | жидкости, м$^3$/сут | газа, м$^3$/сут | | |
| А | 1 | А | 3,5 | 4,7 | 10 | >0 | Провести |
| Б | 2 | В | 3,5 | 4,7 | 10 | <0 | Отказаться |

Применение рассмотренной концепции обеспечит более достоверную оценку эффективности ГТМ, что позволит повысить качество принятия управленческих решений на этапе оперативного планирования, а также качество анализа фактически проведенных ГТМ при мониторинге их результативности.

приятий, направленных на добычу одновременно двух продуктов. Кроме того, по 29 % ГТМ с нулевым приростом добычи нефти при подготовке аналитической отчетности добыча газа также не была учтена, соответственно экономический эффект был принят равным нулю.

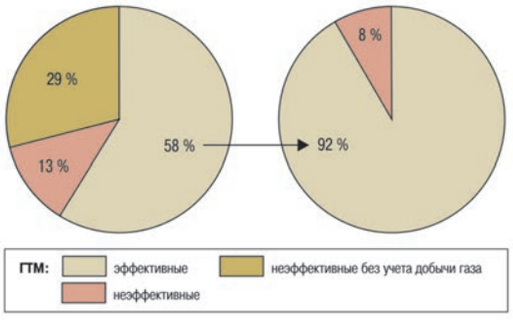



**Рис. 3. Эффективность ГТМ без учета (*а*) и с учетом (*б*) добычи нефтяного газа**

Проведенная на базе предлагаемой методики переоценка мероприятий показала, что фактически положительный эффект имели 92 % ГТМ. В результате выявленный на этапе мониторинга объем неучтенного накопленного денежного потока в дальнейшем позволит обеспечить более качественное ранжирование скважин-кандидатов для проведения ГТМ при планировании.

## Заключение

Таким образом, в рамках поставленных задач была доработана существующая методика анализа эффективности ГТМ. Предлагаемая концепция была автоматизирована на базе существующего в компании стандартного модуля экономической оценки.

Разработанная методика позволяет учитывать объемы добычи четырех продуктов (нефти, газового конденсата, природного и нефтяного газов); особенности разработки, обусловленные темпами падения добычи каждого продукта; различные варианты направлений реализации газа и связанные с этими направлениями особенности ценообразования и формирования переменных затрат на подготовку; различия постоянных затрат на содержание и обслуживание, обусловленные особенностями технологии эксплуатации, определяемыми типом скважины (затраты на эксплуатацию газовых скважин меньше, чем нефтяных); изменение макропараметров во времени.

Применение рассмотренной концепции обеспечит более достоверную оценку эффективности ГТМ, что позволит повысить качество принятия управленческих решений на этапе оперативного планирования, а также качество анализа фактически проведенных ГТМ при мониторинге их результативности.

## Список литературы

1. *Экономика* предприятий нефтяной и газовой промышленности/Под ред. В.Ф. Дунаева. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2004. – 74 с.

2. *Основы* проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности/А.Ф. Андреев, В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева и [и др.]. – М.: Недра, 1997. – 115 с.

3. *Атлас З.В.* Эффективность производства и рентабельность предприятий. – М.: Мысль, 1977. –196с.

4. *Баканов М.И., Шеремет А.Д.* Теория экономического анализа. – М.: Финансы и статистика, 1994. – 288 с.

5. *Методические* рекомендации по планированию, учету и калькулированию издержек производства//Письмо Министерства торговли РФ. № 12-01-01-156 от 10.06.94 г.

## References

1. *Ekonomika predpriyatiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* (Economics of oil and gas industry): edited by Dunaev V.F., Moscow: Neft' I gaz Publ., 2004, 74 p.

2. Andreev A.F., Dunaev V.F., Zubareva V.D. et al., *Osnovy proektnogo analiza v neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* (Basics of project analysis in the oil and gas industry), Moscow: Nedra Publ., 1997, 115 p.

3. Atlas Z.V., *Effektivnost' proizvodstva i rentabel'nost' predpriyatiy* (Production efficiency and profitability), Moscow: Mysl' Publ., 1977, 196 p.

4. Bakanov M.I., Sheremet A.D., *Teoriya ekonomicheskogo analiza* (Theory of economic analysis), Moscow: Finansy i statistika Publ., 1994, 288 p.

5. *Metodicheskie rekomendatsii po planirovaniyu, uchetu i kal'kulirovaniyu izderzhek proizvodstva* (Guidelines for planning, accounting and calculation of production costs), Moscow: Russian Ministry of Trade, 1994.

# Рефераты

## Выпуск 30 (январь – март 2013 г.)

### Инновационная технология высоконапорного транспорта нефтяного газа

**А.В. Выходцев, Р.А. Панов**
**(ОАО «ТомскНИПИнефть»)**

Рассмотрены технические, методологические и экономические аспекты комплексного подхода к подготовке, транспорту и переработке нефтяного газа с помощью применения суперкритического состояния многокомпонентных углеводородных смесей для нефтегазовых месторождений. Развитие данного технологического подхода позволит нефтегазодобывающим организациям более эффективно использовать ресурсы нефтяного газа и достигать регламентной степени утилизации. Отмечено, что в настоящее время основная проблема заключается в слабой проработанности и низкой экономической эффективности предлагаемых технологий утилизации нефтяного газа. Подчеркнута особая важность вопроса о внедрении инновационной технологии, способной решить множество проблем, возникающих при утилизации газа.

### Innovative technology of associated petroleum gas high-energy transport

**A.V. Vykhodtsev, R.A. Panov**
**(TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk)**

Multicomponent hydrocarbon mixture shipping is the main associated petroleum gas transportation problem. The article describes the technology of the high-energy transport of associated petroleum gas for oil resources in Western and Eastern Siberia. Authors developed the basic technical solutions, calculation and selection of process equipment, conducted a feasibility study. The efficiency of integrated approach to associated petroleum gas treating, transportation and recovering by using a supercritical state of multicomponent hydrocarbon mixture is proved.

### Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров
**(на примере Даниловского лицензионного участка (Восточная Сибирь))**

**А.В. Гайдук, О.А. Альмендингер**
**(ООО «РН-Эксплорейшн»)**

Исследовано распространение коллекторов венд-кембрийского резервуара Восточной Сибири. На примере усть-кутского горизонта рассмотрены возможные условия формирования и критерии прогноза высокопродуктивных залежей.

### Formation conditions and criteria for prediction of areas of improved reservoir properties ancient Vendian-Cambrian reservoirs
**(for example, Danilovskiy license area (East Siberia))**

**A.V. Gaiduk, O.A. Almendinger**
**(RN-Exploration LLC, RF, Moscow)**

The article is dedicated to irregular reservoir distribution of Vend-Cambrian reservoir in Eastern Siberia. Estimation of generation environment and criteria for highly potential accumulations are considered using Ust-Kut horizon as an example.

## Применение системы усовершенствованного управления (APC-системы) на установках первичной переработки нефти АВТ

**И.В. Глазков, М.В. Шураев, С.П. Сетин**
**(ОАО «Куйбышевский НПЗ»)**

В настоящее время усовершенствованные системы управления – наиболее современное средство повышения эффективности управления технологическими процессами. APC-системы - это программный продукт, позволяющий решать различные актуальные для производства задачи. Представлен анализ работы установки АВТ-5 ОАО «Куйбышевский НПЗ», который является обоснованием для внедрения системы. Рассчитаны экономический эффект от реализации и срок окупаемости проекта. Применение APC-системы на АВТ-5 позволит:
- исключить субъективный фактор при ведении технологического режима;
- увеличить массовое извлечение дизельного топлива летнего (ДТЛ) из мазута на 0,1%;
- более оперативно измерять показатели качества технологических потоков благодаря применению виртуальных анализаторов;
- уменьшить потери при смене режимов;
- оптимизировать работу установки с учетом всех технико-экономических параметров.
Внедрение данной системы на установке первичной переработки нефти окажет положительное влияние на всю технологическую цепочку завода, так как продукты установки АВТ-5 являются сырьем практически для всех процессов предприятия.

## Application of advanced process control systems (APC-system) at crude oil distillation unit ADU/VDU

**I.V. Glazkov, M.V. Shuraev, S.P. Setin**
**(Kuibyshev Refinery OJSC, RF, Samara)**

Advanced process control system is the most modern means of improving process control for the moment. APC-system is a software product which allows solving various tasks relevant to the industry. The article presents the analysis of ADU/VDU-5 operation at Kuibyshev Refinery OJSC, substantiating the system implementation. The economic effect of the project implementation and its payback period was also calculated. The use of APC-system at ADU/VDU-5 allows to:
- exclude the human factor from the process mode management;
- increase the extraction of Summer Diesel Fuel out of fuel oil by 0.1% wt;
- determine process flow quality indicators more quickly through application of Virtual Analyzers;
- decrease losses when changing modes;
- optimize the unit operation taking into account all the technical and economic parameters.
It should be noted that implementation of this system at crude oil distillation unit will have positive effect on the entire refinery process chain, because ADU/VDU-5 products are the raw material for almost all refinery process units.

---

## Модернизация средств диагностики за счет применения современных методов неразрушающего контроля

**В.В. Горшков**
**(ООО «ЮНГ-Энергонефть»)**

Проведено исследование основных средств диагностики. Рассмотрен процесс внедрения системы контроля с использованием ультрафиолетового излучения. Приведен метод оценки технического состояния электрических аппаратов по контролю ультрафиолетового излучения.

## Modernization of diagnostic aids at the expense of application of modern methods of nondestructive control

**V.V. Gorshkov**
**(Yuganskneftegaz-Energoneft LLC, RF, Nefteyugansk)**

In this work research of fixed assets of diagnostics is made. Process of introduction of control system based on ultra-violet radiation is considered. The method of an assessment of a technical condition of electric devices on control of ultra-violet radiation is given.

---

## Усовершенствованная концепция универсальной методики оценки эффективности геолого-технических мероприятий с учетом одновременной добычи нескольких продуктов

**О.И. Дьяченко**
**(ООО «РН-Пурнефтегаз»)**

Представлена усовершенствованная концепция универсальной методики оценки эффективности проведения геолого-технических мероприятий, учитывающая одновременную добычу нескольких продуктов (нефти, газового конденсата, нефтяного газа, природного газа). Описаны принципы, условия и результаты влияния основных особенностей организации добычи, подготовки и транспортировки углеводородов на ценообразование, формирование переменных и постоянных эксплуатационных затрат, а также на конечную экономическую эффективность мероприятия. Полученная модель позволит повысить качество экономической оценки и принимаемых управленческих решений на этапе оперативного планирования геолого-технических мероприятий.

## Improved methodology of well stimulation efficiency estimation for several kinds of hydrocarbons simultaneous production

**O.I. Dyachenko**
**(RN-Purneftegaz LLC, RF, Gubkinsky)**

The article presents the methodology of well stimulation efficiency estimation taking into account several kinds of hydrocarbons simultaneous production (oil, gas condensate, associated petroleum gas, natural gas). Influence of the principles, requirements, and results of main arrangement peculiarities of hydrocarbon production, treatment, and transportation on price, direct and fixed costs formation, and resulting economic efficiency, is determined. Elaborated model will improve both, economical estimation and managerial decision quality on the stage of well stimulation activities short-term planning.

## Инженерный подход к решению задач заводнения

**А.А. Лубнин, Е.В. Юдин, Г.А. Щутский**
**(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)**

Предложен подход к определению и прогнозу эффективности заводнения. Метод основан на применении упрощенной аналитической модели работы скважины в системе разработки. Данная модель позволяет рассчитать производительность скважин элемента симметрии шаблона заводнения на всех режимах работы (неустановившийся, псевдоустановившийся, установившийся), проводить различные практические расчеты по определению эффективности системы поддержания пластового давления (ППД). Приведены примеры применения описываемого подхода для определения оптимального времени отработки нагнетательной скважины на нефть, а также для расчета потерь добычи при несвоевременном вводе объектов поверхностного обустройства и запаздывающем формировании системы ППД.

## Engineering approach to waterflooding problem solving

**A.A. Lubnin, E.V. Yudin, G.A. Shutskiy**
**(RN-Yuganskneftegaz LLC, RF, Nefteyugansk)**

In this paper authors propose an approach to the identification and predicting the waterflooding efficiency. The method is based on the simplified analytical model of the well performance in the waterflood pattern. This model allows us to calculate the well productivity in waterflood pattern in all regimes (transient, pseudo-steady, steady) and carry out various practical calculations to determine the efficiency of reservoir-pressure maintenance. The paper presents examples of the described approach application.

## Решение проблемы использования нефтяного газа на небольших месторождениях

**С.Н. Николайчук, Д.А. Полтавский**
**(ОАО «ТомскНИПИнефть»)**

Предложены различные варианты рационального использования нефтяного газа на одном из месторождений Томской области, которое характеризуется низким уровнем утилизации нефтяного газа. Проведен расчет технико-экономической эффективности как классических вариантов использования нефтяного газа (выработка электроэнергии, закачка газа в пласт), так и инновационного – подготовки на мембранной установке газоразделения с последующей реализацией газа в магистральный газопровод. Создана модель для технико-экономических экспресс-расчетов технологий использования газа и выбора оптимальной для любого месторождения. Разработанная модель позволяет построить универсальный визуализированный шаблон выбора технологий использования нефтяного газа в зависимости от объемов газа и расстояния до магистрального газопровода.

## Solution to problem of APG use on the small oilfields

**S.N. Nikolaychuk, D.A. Poltavskiy**
**(TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk)**

The paper describes different ways of associated petroleum gas (APG) rational use for the most complex oilfield at the Tomsk region. Oilfield is characterized by a very low value of APG utilization (most of the gas is flaring). Technical and economic efficiency is calculated for various application of APG, such as a classic - for generation, gas injection, and innovative method - for transfer a gas to pipeline system through the preparation on the gas separation membrane. The final part of the paper includes the creation of calculated model for the rapid technical and economic evaluation of gas technologies and selection more effective for each field. Furthermore, design model helps to create a universal visual template of selection technology for utilization APG by entering parameters: the volume of injection and distance to the pipeline system.

## Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий

**Д.Е. Перминов, С.В. Валеев**
**(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)**

Описан метод автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Предложено использовать комплекс из двух хорошо зарекомендовавших себя математических приложений: кластерный анализ и метод нечеткой логики. Кластерный анализ позволяет в автоматическом режиме составить рейтинговый список скважин-кандидатов и на его основе выбрать скважины, приоритетные для проведения ГТМ. Использование метода нечеткой логики делает алгоритм разбивки на кластеры более устойчивым к погрешностям и геологической неопределенности основных параметров.

## Cluster analysis using elements of fuzzy logic to automatically search for geological and technical operations candidates

**D.E. Perminov, S.V. Valeev**
**(RN-Yuganskneftegaz LLC, RF, Nefteyugansk)**

This paper describes a method to automatically find candidate wells for geological operations. The authors propose to use the combination of two well-established mathematical applications: cluster analysis and fuzzy logic. Cluster analysis can automatically make the rating list of candidate wells for geological operations. The use of fuzzy logic algorithm makes scheduling for clusters more resistant to errors and geological uncertainty of key parameters.

## Программный комплекс для решения задач интегрированного проектирования

**В.А. Смыслов, С.В. Ломовских**
**(ООО «СамараНИПИнефть»)**

Рассмотрена проблема оптимальности принимаемых решений при планировании развития нефтедобывающего предприятия. Предложен интегрированный подход к проектированию. Представлен программный комплекс для решения задач интегрированного проектирования. Приведен обзор мировых аналогов. Описаны консолидированные исходные данные и реализованный функционал программы. Даны примеры использования программного обеспечения при подготовке проектов. Рассчитан экономический эффект.

## Software Package to Resolve the Issues of Integrated Designing

**V.A. Smyslov, S.V. Lomovskikh**
**(SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara)**

The paper considers the problem in optimizing the process of decision-making while designing the facilities of oil-producing company. For their solution we propose to use integrated approach towards the designing process. We use the specified software package to resolve the targets of integrated designing. The authors also provide the overview of world analogs. The authors describe the consolidated source data and the applied software package. They present the examples in applying the software in drafting the actual projects and calculate the project economic efficiency.

## Определение предельного содержания серы в легкой бензиновой фракции, выделенной из бензина каталитического крекинга и используемой при приготовлении бензинов класса «ЕВРО»

**А.Ю. Шаланова, Л.Е. Корнишина**
**(ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»)**

Определен максимальный порог по содержанию серы в легкой бензиновой фракции, выделенной из бензина каталитического крекинга, при использовании ее в приготовлении товарных бензинов класса «ЕВРО». Данный показатель в настоящее время ограничивается требованиями нормативных документов и технического регламента уровнем не более 150 ppm (ЕВРО-3). Рекомендовано при приготовлении высокооктанового товарного бензина содержание серы в легкой фракции поддерживать на уровне не более 0,1 % при работе двух установок риформинга и не более 0,14 % при работе трех установок. Показано, что использование легкой бензиновой фракции с содержанием серы более 0,1 % при приготовлении товарного бензина класса «ЕВРО» позволяет увеличить выработку товарного бензина примерно на 12 % в год.

## Determination of the limit of the average sulfur contented in a light gasoline fraction extracted out of cat-crecked gasoline when entraining it in EURO gasoline

**A.Yu. Shalanova, L.E. Kornishina**
**(Novokuibyshevsk Refinery OJSC, RF, Samara)**

The purpose of this report is to determine a maximum of sulfur content in a light gasoline fraction used in producing EURO gasoline for sale, where the sulfur content is limited by the requirements of regulatory documents and technical regulations and is not more than 150 ppm (EURO 3) at present. By the result of research, it is recommended to maintain a sulfur content in a light gasoline, at a level of not more than 0,1 % - when two reformers work, and not more than 0,14 % - when three reformers work.
It is estimated that using light gasoline fraction with sulfur content more than 0,1 % when producing EURO gasoline for sale, is economically effective and gives the possibility to increase a production of commercial gasoline by 12 % per year.