



ВВН
И БП

НОВЫЕ
КЛАДОВЫЕ
НЕФТИ

ЯЩИК
ПАНДОРЫ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[10] 2012

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

НЕЗАВИСИМАЯ
ЭНЕРГИЯ



Нам есть чем гордиться!



**ОМК — единственный
российский поставщик
труб для подводного
проекта Nord Stream**

www.omk.ru



ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)

- Аккредитация на торговых площадках
- Подбор тендеров по заданным параметрам
- Юридический анализ тендерной документации
- Подготовка тендерной заявки
- Оформление банковских гарантий
- Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта
- Оспаривание решений ФАС о внесении в «черный список»

**Более 30 специалистов,
которые очень любят
выигрывать тендеры!**

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



ПРИОРИТЕТ
юридическая компания



Ящик Пандоры

20



Нефтегазовый сервис и технологический суверенитет

30

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Россия в заголовках	5
Россия главное Черное золото Вавилона: кому достанется?	6
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Концепция программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе современных	12
Календарь событий в ноябре	35
Высоковязкие нефти и природные битумы	40



Альтернатива традиционной нефти: где ее искать?

36



Что мешает осваивать запасы тяжелых нефтей?

46

Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	45
Настоящее и будущее технологии строительства нефтяных и газовых скважин на море и на суше	50
Рынок требует – мы предлагаем. Параллельные системы ДГУ GESAN	78



Портрет месторождений

66



Новые кладовые нефти

60

Японская техника, российский размах	82
Микросферы для макропроцессов	86
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	88
Классификатор продукции и услуг в НГК	90
Цитаты	96



Независимая энергия

72

139 лет назад

В 1873 году нефть впервые транспортировалась на морских судах посредством налива в цистерны. Таким образом ее перевозил из Баку в Астрахань Н.И. Артемьев.

135 лет назад

В 1877 году на шведской судоверфи братья Нобели строят первый в мире железный танкер-пароход «Зороастр». Грузоподъемность танкера составляла 250 тонн.

107 лет назад

В 1905 году произошел первый в мировой истории масштабный пожар на Бакинских нефтяных промыслах. В результате крупных пожаров на нефтяных промыслах Апшеронского полуострова были полностью уничтожены 1996 нефтяных скважин, включая 1429 производительных.

94 года назад

В 1918 году создана Московская горная академия, которая готовила студентов на горном и геологическом факультетах. В 1930 году был открыт нефтяной факультет, на базе которого был создан Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина, основателя и первого директора института.

86 лет назад

В 1926 году построена первая в СССР электрическая железная дорога между Баку и нефтяными месторождениями Апшерона.

84 года назад

В 1928 году на Бакинских промыслах впервые в Советском Союзе применен метод нагнетания воздуха в нефтяной пласт с целью увеличения производительности соседних скважин.

79 лет назад

В 1933 году в СССР пробурена первая наклонная скважина на берегу бухты им. Ильича близ Баку.

47 лет назад

В 1965 году открыто месторождение Самотлор – супергигант с извлекаемыми запасами около 14 миллиардов баррелей (2 млрд. тонн).

15 лет назад

В 1997 году добыча нефти в России окончательно прекратила свое падение.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Александр Власов, Анна Игнатьева

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев

Издательство:
000 Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Александр Боднар
Дмитрий Аверьянов
Ольга Гусева
Борис Дармаев

Служба технической поддержки
Прибыткин Сергей
Бродский Алексей

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров

ОТ ЧЕГО МУТИТ КРЕМЛЬ: МАСШТАБНАЯ АМЕРИКАНСКАЯ ПОМОЩЬ ТРИЖДЫ ПОДДЕРЖИВАЛА РОССИЯН В ПРОШЛОМ ВЕКЕ



Джеймс Брук

В то время, как американские власти пытаются уложиться в срок и закрыть проработавшее 20 лет московское представительство Агентства международного развития США не позднее 1 октября, стоит вспомнить и другие великие американские программы по оказанию помощи русским, реализованные в XX веке.

Под невыразительным названием «Закон о ленд-лизе» заключён важный акт американского великодушия, так и недооцененный многими россиянами.

Американские налогоплательщики направили советскому народу в период с 1941 по 1945 приблизительно 146 млрд долларов в современном выражении.

Этот стальной поток армейских джипов, грузовиков и бомбардировщиков на самом деле не предоставлялся на условиях займа или лизинга. Франклин Рузвельт выбрал это название, пытаясь ввести в заблуждение американских изоляционистов, которые выступали против того, что (справедливо) считали прямым подарком Москве.



Каков был эффект этой щедрой помощи?

Не будь её, Адольф Гитлер, возможно, провел бы запланированный им банкет в гостинице «Астория» в Санкт-Петербурге. Затем он мог бы продолжить реализацию своего

плана сравнять Москву с землей, затопить ее и превратить российскую столицу в озеро. В то время, как часть советского правительства эвакуировалась за Урал, Гитлер мог реализовать свой грандиозный план по ликвидации «излишков» славянского населения и превращения российского черноземного пояса в аграрные угодья по обеспечению продовольствием Третьего рейха.



ГАЗОВЫЙ РЫНОК: ПУТИН – СЛОЖНЫЙ ПАРТНЕР

Handelsblatt

Кирстен Вестфаль

Российское правительство защищает Газпром от конкуренции. Для европейцев это означает, что в долгосрочной перспективе они будут иметь слишком высокие цены на энергоносители. Поэтому они не должны особенно полагаться на большого партнера на Востоке.

Недавний декрет Путина, защищающий так называемые стратегические предприятия, предельно ясно показывает, в какой степени вопросы относительно природного газа в России являются составной частью большой политики. Собственно, смысл этого послания таков: газовая политика делается в Кремле.

Главный вывод после оценки ситуации в России состоит в том, что партнерство, считавшееся раньше надежным, встречает все больше препятствий на своем пути, однако в стратегическом отношении оно продолжает оставаться важным. Поэтому надо поддерживать с Москвой открытый и критический диалог для того, чтобы поставить эти отношения на долгосрочный фундамент, который соответствовал бы новым вызовам.

ПУТИН ОТМЕНИЛ ВИЗИТ В ПАКИСТАН, НО РОССИЯ ДЕРЖИТ ДВЕРИ ОТКРЫТЫМИ



Фред Уэйр

В среду Путин отправил в Исламабад министра иностранных дел Сергея Лаврова. Этот шаг выглядел спешной попыткой объяснить перемену планов пакистанскому руководству и удержать открытыми двери для будущего сближения. По мнению экспертов, встревоженная Россия сейчас активно стремится к сотрудничеству с Пакистаном, который она считает ключевым региональным игроком, необходимым, чтобы справиться с тем, что будет происходить в Афганистане, когда через два года НАТО выведет оттуда свои войска.

Пакистан будет ключевым игроком, поэтому России нужно иметь к нему прямой канал – как минимум для того, чтобы знать, как он будет реагировать и действовать.

Некоторые эксперты считают, что разгадка, складывающейся ситуации, кроется в трубопроводной политике. Могушественная российская монополия Газпром, управляемая государством, глубоко вовлечена в планы по экспорту иранского, российского



и среднеазиатского газа на выгодные рынки Южной Азии. Сейчас разрабатываются 2 проекта. Первый из них – трубопровод Иран-Пакистан-Индия, в котором, по мнению аналитиков, Газпром серьезно заинтересован, – по-видимому, был заторможен Пакистаном из-за возражений США. Второй – трубопровод Таджикистан-Афганистан-Пакистан-Индия (ТАПИ), который, как утверждается, Газпром хочет построить и контролировать, – может тоже служить темой для переговоров между Москвой и Исламабадом. ●



ЧЕРНОЕ ЗОЛОТО БАВИЛОНА: КОМУ ДОСТАНЕТСЯ?

10 октября президент РФ В. Путин встретился с премьер-министром Ирака Нури аль-Малики. Говорили о нефти и оружии

Анна Павлихина

В ходе встречи впервые после 1990 г. был подписан ряд официальных контрактов на поставку российской боевой техники (42 пушечно-ракетных зенитных комплекса «Панцирь-1С» и 30 ударных вертолетов Ми-28НЭ) на сумму более \$4,2 млрд. До этого основными поставщиками оружия в Ирак были США, они же разрабатывали крупнейшие нефтяные месторождения в этой стране, в отношении которых тренд также поменялся.

Правительство Ирака одобрило консорциуму в составе ЛУКОЙЛа и японской Inpex (60% и 40% соответственно) контракт на геологоразведку, разработку и добычу по Блоку 10 (в районе Басры). «Башнефть» совместно с британской Premier Oil и вьетнамской PetroVietnam получила Блок 12, «Зарубежнефть» готовится к участию в будущих тендерах,

«Роснефть» ведет переговоры с ExxonMobil о совместной разработке иракского месторождения Западная Курна-1.

С американцами – понятно, но почему российские компании, со столь широко анонсируемыми углеводородными запасами рвутся в Ирак? Во-первых, средний дебит скважины составляет порядка 500 т/сутки (в России – 5-10 т/сутки), во-вторых, нефть в Ираке легкоизвлекаема, и стоимость добычи 2 долл/барр. И, в третьих, именно российские специалисты ставили нефтедобычу в Ираке, когда в 1969 г. для обеспечения инвестициями



и обучения работников первой нефтяной иракской компании были заключены договоры с СССР.

В 1995 г было заключено межправительственное соглашение, определившее принципы и пути сотрудничества 2-х стран в нефтяной области. А в 1997 г ЛУКОЙЛ во главе консорциума заключил самый крупный контракт с Ираком о разработке нефтяного месторождения Западная Курна-2 с запасами до 15 млрд баррелей.

С приходом американцев в Ирак Total, Eni, China National Petroleum уступили свои позиции ExxonMobil, BP, Shell, с которыми курдские власти стали самостоятельно заключать контракты. Несмотря на определенную долю автономии Курдистана, вопросы добычи нефти в Ираке решаются федеральным правительством. При Хусейне режим наибольшего благоприятствования имели ряд российских компаний. Считая контракты с ExxonMobil незаконными Ирак рассматривает вопрос о замене его в месторождении Западная Курна-1 на ЛУКОЙЛ (9 октября иракское правительство одобрило контракт с ЛУКОЙЛом на геологоразведку, разработку и добычу на блоке 10 на юге Ирака) и «Газпром нефть». Последняя, по заверениям министр нефти Ирака А. Луэйби, приостановила работу по контрактам с региональным курдским правительством.

Незадолго до визита Н. аль-Малики в Россию В. Алекперов посетил Ирак. 3 октября он встретился с премьер-министром Ирака Н. аль-Малики, вице-премьером по ТЭК Х. Шахристани и министром нефти А. Луэйби

Ираку, как и России не нужна политика двойных стандартов, широко используемая западными странами для решения своих проблем. Вероятно, Ирак попытается получить в лице России некий противовес разнонаправленной политике запада. В начале ноября 2012 г правительство Ирака подпишет еще 2 договора с иностранными инвесторами на геологоразведку нефтяных месторождений. Не исключено, что это могут быть российские компании. ●

РОСНЕФТЬ КУПИЛА ДОЛЮ ТНК В ТНК-ВР

17 октября 2012 г стало известно, что Роснефть выкупает долю ААР за 28 млрд долл.

Виктория Юдина

В споре акционеров ВР неожиданно стала победителем, потому что ААР сдался без боя. Хотя, возможно, это технический этап перед окончательным поглощением ТНК-ВР Роснефтью.

ВР начинает прием заявок от потенциальных покупателей. Во-первых, потому что подошел срок принятия решения. Во-вторых, потому что ситуация прояснилась.

Роснефть — основной претендент: за 50% ТНК-ВР госкомпания заплатит 15 млрд долл деньгами и около 10 млрд долл акциями.

После выступления А. Новака в Лондоне о необходимости согласования с правительством России претендентов на покупку доли ВР в ТНК-ВР стало очевидно, что покупателем будет Роснефть, и вопрос только в условиях продажи. Есть большая доля вероятности, что в ТНК-ВР сменятся все акционеры.

Вероятно участники ААР не сразу поняли что были непроходными фигурами в хитроумной комбинации консолидации ТНК-ВР. Судиться ААР умеет и любит. Победить мейджора — это похвально, но судиться с государством, особенно с Россией никто не порекомендует.

ААР тоже это понял. Хотя, вероятней, не собиравшись, просто изменилась ситуация. Когда замысливался этот конфликт акционеров, вероятно, поглощение ТНК-ВР должно было способствовать росту Роснефти.

Но, за это время Ростнефть и без ТНК-ВР превратилась в мощного нефтгазового игрока, поэтому необходимость поглощения доли ВР отпала. А вот сотрудничеств с ВР Роснефти не помешает.

Но, это — следующий этап, а пока продается доля ВР в ТНК-ВР. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

На АЗС каких компаний вы заправляетесь?

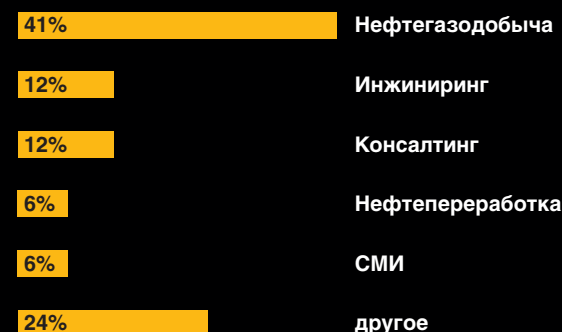
Поинтересовались мы у наших читателей и выяснили: почти половина предпочитает АЗС ЛУКОЙЛ, следом за ним в списке предпочтений — Газпромнефть, далее следуют Роснефть и ВР, немногим отстает от них ТНК и Shell. Так распределились предпочтения. При этом, речь не идет о симпатии именно к топливу. Для кого-то важную роль играет сервис и обслуживание, кому-то важно удобство расположения.

На АЗС каких компаний
вы заправляетесь?



Наш журнал, как и одноименный сайт, имеет достаточно широкую аудиторию, но каков спектр профессионалов в процентном соотношении выяснилось в результате недавно проведенного опроса. Мы попросили ответить респондентов, в какой сфере лежат их профессиональные предпочтения. Итак: как и следовало ожидать, подавляющее большинство наших читателей заняты в сфере нефте- и газодобычи, равный процент у инжиниринга и консалтинга — 12%, а также у нефтепереработчиков и представителей СМИ — по 6%

Ваши профессиональные интересы
лежат в сфере



www.rosneft.ru



РОСНЕФТЬ
НА БЛАГО РОССИИ

Персонажи

Прохоров Алексей

Артемьев

Алекперов

Миллер

Медведев

Сечин

Дворкович

Фришман

Абрамович



Алекперов Вагит Юсуфович

В 1990–1991 заместитель министра нефтегазовой промышленности СССР.

С 1993 президент и совладелец компании «ЛУКОЙЛ».

С 2000 года член правления Российского союза промышленников и предпринимателей.

Доктор экономических наук, действительный член РАЕН.

Занимает 8 место в списке 200 богатейших бизнесменов России (\$13,9 млрд).

Вагит Алекперов родился 1 сентября 1950 в г. Баку. После окончания в 1974 г. Азербайджанского института нефти и химии работал в ПО «Каспморнефть».

Будучи членом КПСС, Алекперов вступил в конфликт с Тюменским обкомом партии. Вопреки указанию партийного руководства, приказал строить жилье для нефтяников в виде кирпичных домов, а не деревянных бараков. Впоследствии за строительство этих домов Алекперов получил от жителей Когалыма прозвище Алек Первый. А по версии «Коммерсанта» прозвище связано с историей, когда ремонтники боялись приблизиться к прорвавшейся трубе – ведь любая искра могла вызвать взрыв – Алекперов подошел к нефтепроводу, сел на него и велел им приступать к работе.

В 1990 г. Алекперов был назначен заместителем министра нефтяной и газовой промышленности. Вместе с главой министерства Л.Филимоновым разработал схему так называемого вертикального интегрирования нефтяных

компаний, которая легла в основу его докторской диссертации. Суть концепции состояла в том, чтобы объединить в единый холдинг всю производственную цепочку предприятий: от добычи до продажи.

В 1992 году он ушел из министерства и возглавил нефтяной концерн «Лангепасурайкогалымнефть», объединивший крупнейшие в СССР месторождения и несколько НПЗ. В 1993 г госконцерн был преобразован в нефтяную компанию «ЛУКОЙЛ». В том же году Алекперов был избран ее президентом и председателем правления.

С конца 90-х началось приобретение СМИ. Сначала вложения в «Известия», закончившиеся ссорой с В. Черномырдиным, потом был канал М-1, затем РЕН-ТВ, ТВ-6. Но в качестве медийного магната Алекперов так и не состоялся.

В августе 2006 г. Алекперов заявил, что намерен выйти из всех активов, не относящихся к «ЛУКОЙЛу», и сконцентрироваться только на деятельности компании.

В 1997 году между министерством нефти Ирака, «ЛУКОЙЛом», российским внешнеэкономическим объединением «Зарубежнефть»

и госпредприятием «Внешнеэкономическая ассоциация «Машиноимпорт» был подписан контракт на разработку и добычу нефтяного месторождения Западня Курна-2 (доля компании Алекперова 68,5%). В 2007 году власти Ирака аннулировали контракт. При этом отмечалось, что шансы компании вернуть Западную Курну-2 по результатам тендера оставались достаточно высокими. Но ЛУКОЙЛ смог вернуться в Ирак.

25 апреля 2012 г. ЛУКОЙЛ начал на месторождении эксплуатационное бурение и строительство ключевого объекта.

Более того, используя старые связи, В. Алекперов оказался чрезвычайно полезным для налаживания отношений российской власти с Ираком. Последний визит В. Алекперова в Ирак незадолго до приезда Н. али-Малики в Россию, вероятно, в немалой степени способствовал успеху переговоров. Властям России также, вероятно, близка тема диссертации В. Алекперова о ВИНКах. Успешная деятельность В. Алекперова, особенно в последнее время, позволяет ему делать громкие заявления о равноправном сотрудничестве с Роснефтью и Газпромом (Газпром нефтью) на блоке Хуни 6 в Венесуэле. ●

События

Обвал рынка акций

Дошли руки до Арктики

Богучанская ГЭС запускается

Запуск нового производства

Цены на газ

Россия вступила в ВТО

Северный поток достроили

Вторая волна кризиса

МРТУ: быть или не быть



Введены в работу 1-е гидроагрегаты новой станции Ангарского гидроэнергетического каскада – Богучанской ГЭС. 12 октября 2012 г. были проведены последние предзапусковые высоковольтные испытания. Станцию начали строить еще в 1980 г. и планировали завершить к 1992 году, но уже через несколько лет начались проблемы с финансированием, а в 90-е оно полностью прекратилось.

В 2001 г в СибФО была разработана «Энергетическая стратегия Сибири на период до 2020 года», которая, в качестве первоочередной задачи гидроэнергетики ставила завершение строительства Богучанской ГЭС проектной мощностью 3000 Мвт/г. Краевая администрация делала неоднократные попытки продолжить строительство, но безуспешно. Программу, при которой 1-ю очередь Богучанской ГЭС можно было ввести в эксплуатацию в 2008 г. предлагал О. Дерипаска. Предложение не прошло, а в октябре 2005 г. В. Путин дал указание Правительству РФ о достройке ГЭС.

В мае 2006 г, РусГидро и РУСАЛ заключили соглашение о создании Богучанского энерго-металлургического объединения, предполагающего скорейшую достройку ГЭС. Стройка вновь ожила. В 2009 г. Богучанскую ГЭС намеревался достроить US Rusal.

В феврале 2011 г. Енисейский Ростехнадзор выявил нарушения при строительстве Богучанской ГЭС, которые были устранены. К концу 2011 г. была обеспечена строительная готовность плотины станции к началу заполнения водохранилища. В мае 2012 г. начался подъем уровня воды. Через год завершился монтаж первых агрегатов ГЭС и гидроэнергетики приступили к пусконаладочным испытаниям оборудования.

Долгостройку сначала планировали закончить в 2013 г., но после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС правительственная комиссия решила сдать Богучанскую ГЭС раньше на год.

Ввод ГЭС в эксплуатацию ускорит строительство Богучанского и Тайшетского алюминиевых заводов РУСАЛА. В настоящее время к пуску готовы уже 3 гидроагрегата Богучанской ГЭС. С 13 октября проводятся испытания на холостом ходу агрегата №3. В целом, до конца 2012 г. процедуру пуско-наладочных испытаний должны пройти еще 3 агрегата (ГА № 4, 5 и 6). На полную мощность в 3000 МВт с пуском всех 9 агрегатов станция должна выйти в 2013 г.

Богучанская ГЭС по праву может считаться самой современной среди крупных российских станций, применяемые здесь технологии в дальнейшем будут

использованы при реализации других гидроэнергетических проектов.

На ГЭС установлены новейшие системы контроля и управления работой оборудования. Проектом предусмотрено два водосброса – основной и дополнительный, которые, с учетом аккумуляции части притока в водохранилище, способны пропустить через плотину экстремальные паводки. Внутри каменно-набросной плотины станции находится изготовленная из литого асфальтобетона диафрагма, призванная обеспечить водонепроницаемость всей плотины. Под плотинной находится цементационная завеса, предотвращающая фильтрацию через ее основание. В машинном зале ГЭС будет установлено 9 крупнейших по массе и размерам среди всех произведенных в России за последние десятилетия гидроагрегатов. Мощность каждого – 333 МВт. Рабочие колеса турбин превосходят по габаритам аналогичные узлы гидроагрегатов самых мощных российских ГЭС. Вес одного колеса 156,6 т, диаметр 7,86 м, имеет 11 рабочих лопастей, изготовлено они из специальных сортов нержавеющей стали.

После пуска всех 9 гидроагрегатов Богучанская ГЭС войдет в 5-ку крупнейших по мощности ГЭС России. ●

КОНЦЕПЦИЯ ПРОГРАММЫ ВОСПРОИЗВОДСТВА СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ СОВРЕМЕННЫХ МУН



Аркадий Боксерман,
Советник генерального
директора,
ОАО «Зарубежнефть»

Для нефтегазовой отрасли России характерны три основные долговременные негативные тенденции, которые вызывают особую тревогу.

Прежде всего, это отставание в течение длительного периода воспроизводства сырьевой базы российской нефтедобычи как за счет разведки новых месторождений, так и за счет инновационного развития и внедрения современных МУН, при этом прирост запасов нефти за счет принятых в технологических документах в 2005–2009 гг. значений увеличения проектной нефтеотдачи (рис. 1) может остаться только на бумаге, если не будет восстановлена востребованность современных МУН.

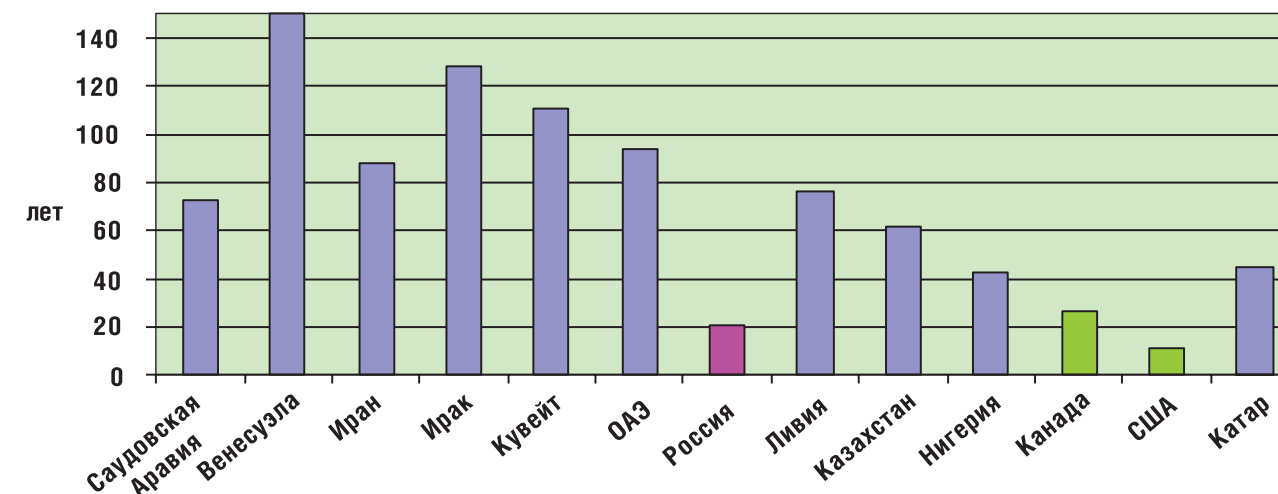
Во-вторых, многолетняя интенсивная выборочная отработка нефтяными компаниями высокопродуктивных (активных) запасов или по выражению В.В. Путина «снятие сливок», позволила не только быстро нарастить добычу нефти в стране, но и минимизировать затраты на нее. При этом данный процесс сопровождался значительным увеличением доли

трудноизвлекаемых запасов и низкой эффективностью их разработки традиционными методами. Нужно отметить, что ускоренный рост добычи нефти был необходим и государству для преодоления экономического кризиса. Поэтому интенсификация добычи нефти, а не увеличение нефтеотдачи, было приоритетным в государственной политике вплоть до 2005–2006 гг., когда стала очевидной кризисная ситуация в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи и ее возможностях в обеспечении поддержания высоких уровней добычи нефти.

Как и следовало ожидать, вследствие совокупного влияния негативных процессов за последние два десятилетия обеспеченность добычи нефти доказанными извлекаемыми запасами снизилась до 18–20 лет (рис 2). При этом доля активных запасов нефти снизилась до 30%, средняя степень их выработки достигла 70%. В свою очередь доля трудноизвлекаемых запасов нефти приближается к 70% (рис 3).

Одновременно продолжается многолетняя негативная тенденция снижения проектной нефтеотдачи –

РИС. 2. Обеспеченность разведанными запасами нефти при текущем уровне добычи



основного показателя рационального использования сырьевой базы нефтедобычи. Средняя её величина в последние 15 лет составляет 27–29% и в настоящее время не превышает 30%, что является одним из самых низких показателей в мировой практике нефтедобычи.

В то же время, некоторые специалисты-нефтяники продолжают утверждать обратное, т.е. увеличение данного показателя в 2010 году до 37–38%, что совершенно противоречит ориентирам утвержденной Правительством РФ Энергетической стратегии России на период до 2030 года (Энергетическая стратегия).

В соответствии с этим документом проектная нефтеотдача в 2008 году составляла 30% (а не 38%). Более того, согласно долгосрочным ориентирам Энергетической стратегии, проектную нефтеотдачу предполагается увеличить до 35–37% в 2030 году.

В этой связи следует подчеркнуть, что снижение проектной нефтеотдачи объясняется не столько ухудшением структуры запасов и увеличением их трудноизвлекаемой доли. Главная причина в том, что для разработки таких запасов не применяются адекватные современные МУН (тепловые, газовые, химические, микробиологические), способные обеспечить конечную нефтеотдачу до 70%.

Именно невостребованность современных МУН является основной причиной снижения нефтеотдачи, а без их применения невозможно кардинально повысить нефтеотдачу, особенно из трудноизвлекаемых запасов.

Отсутствие целенаправленных работ по масштабному применению МУН также снижают конкурентоспособность нефтяных компаний во внешнеэкономической деятельности.

По существу, главная проблема в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи связана с отсутствием цивилизованной государственной системы управления рациональной разработкой месторождений нефти и, как следствие с отсутствием эффективной стратегии развития отрасли, а именно программного подхода к преодолению указанных выше негативных процессов.

В то же время, анализ мирового опыта свидетельствует о том, что решение проблемы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи осуществляется на основе реализации и развития двух государственных программ – прироста запасов за счет разведки новых месторождений и прироста извлекаемых запасов за счет модернизации нефтедобычи на основе инновационного развития и промышленного освоения современных МУН.

За прошедшие два десятилетия в международной практике роль

РИС. 1. Характеристика воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи

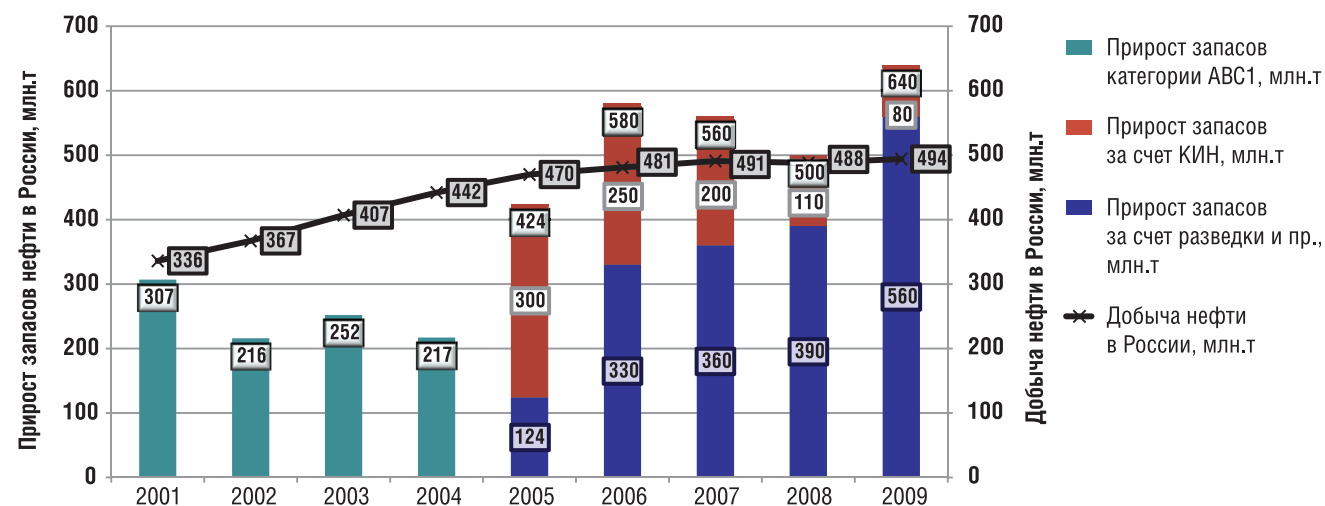


РИС. 3. Тенденция изменения структуры запасов в РФ

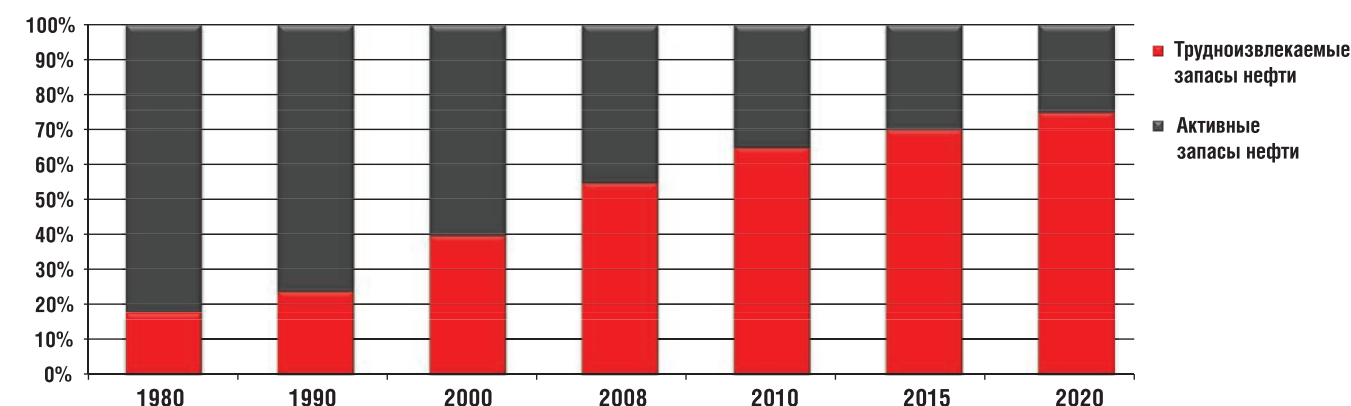
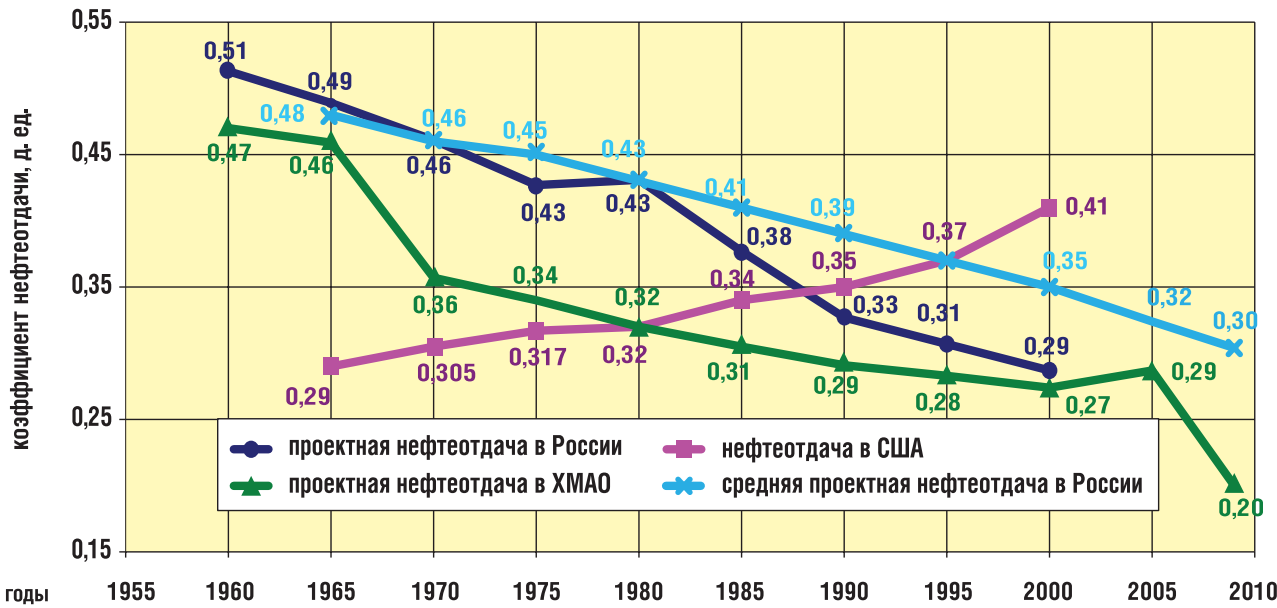


РИС. 4. Динамика проектной нефтеотдачи в России



воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет реализации во многих нефтедобывающих странах программы МУН на основе их государственного стимулирования быстро растет и становится все более приоритетной.

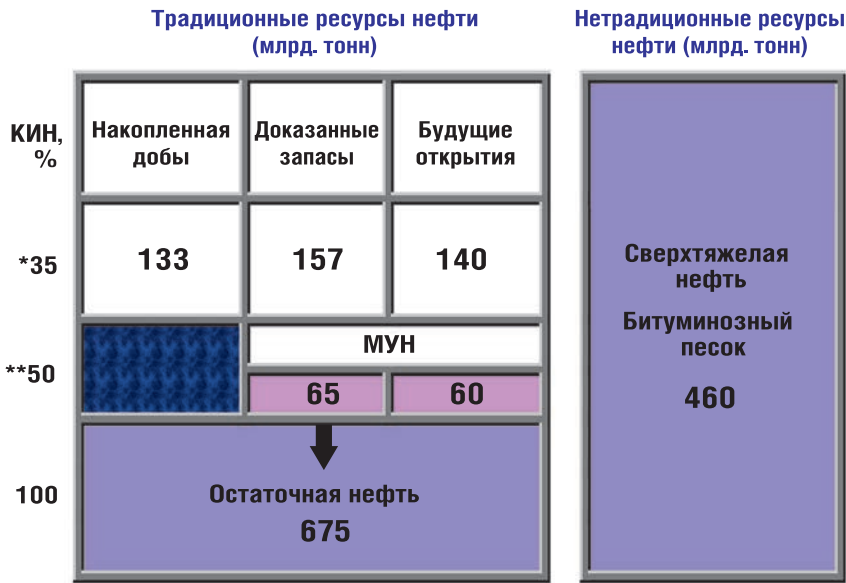
К настоящему времени, благодаря такому инновационному развитию нефтедобычи, мировые

доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза (Рисунок 4), а средняя проектная нефтеотдача к 2020 году – до 50%. При этом необходимо отметить тот факт, что существенный рост нефтеотдачи происходит на фоне существенного ухудшения структуры запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов.

Во многих нефтедобывающих странах мира (США, Канаде, Венесуэле, Норвегии, Китае, Индонезии, Казахстане и др.) для реализации указанных государственных программ на этапе промысловых испытаний и освоения современных МУН предоставляются специальные существенные экономические стимулы, вплоть до налоговых каникул. Дело в том, что технологии повышения нефтеотдачи связаны со значительными затратами и рисками на начальном этапе промысловых испытаний проектов МУН вследствие отсутствия или недостатка опыта их применения. Однако на этапе широкомасштабного внедрения и значительных объемов добычи нефти стоимость этих технологий существенно снижается и они становятся доступными для всей нефтедобывающей отрасли. Так, в Канаде промышленная реализация программы создания и внедрения тепловых МУН для разработки нетрадиционных ресурсов – битуминозных месторождений позволило увеличить объем доказанных (рентабельных) извлекаемых запасов нефти в 2003 г. в 35 раз и довести их до 24,5 млрд. тонн, что позволило стране выйти по этому показателю на второе место в мире.

В США основная цель финансовой поддержки и налоговых льгот – это вознаградить компанию за высокие финансовые затраты и технический риск при применении МУН по

РИС. 5. Прирост извлекаемых запасов и нефтеотдачи за счет применения в мире проектов МУН (01.01.2005)



* Фактическое среднее значение КИН
** Среднее прогнозное значение КИН к 2020 г.

Favennec Jean-Pierre // The Economics of EOR// Conference of Enhanced Oil Recovery (EOR), 6 December 2004, London, UK// <http://www.thecwgroup.com>

ТАБЛИЦА 1. Сопоставление средней стоимости 1 тонны нефти

Средняя стоимость, \$/т.	В освоенных районах	В новых районах
Прироста 1 тонны извлекаемых запасов за счет ГРП	3 – 4	10 – 12
Добычи 1 тонны нефти традиционными методами	25 – 30	60
Добычи 1 тонны нефти традиционными методами с учетом затрат на ГРП	28 – 34	70 – 72
Добычи 1 тонны нефти с применением МУН	40	

к современным МУН и их приоритетному направлению в развитии мировой нефтедобычи.

Анализ причин негативных процессов в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи показывает, что кардинально решить проблему падения добычи нефти в ближайшей перспективе только за счет открытия новых месторождений в Восточной Сибири и континентального шельфа и ввода их в разработку невозможно. Рост нефтедобычи и развитие объектов инфраструктуры в этих труднодоступных регионах требуют многолетней подготовки к реализации очень дорогостоящих и высокзатратных проектов. Так, себестоимость добычи нефти по большинству новых шельфовых проектов будет в несколько раз выше, чем на освоенных и разрабатываемых месторождениях с развитой инфраструктурой. Согласно материалам международного форума «ТЭК России в 21 веке», если добыча нефти в Западной Сибири обходится в среднем 30 долл. за тонну, то на Ванкорском месторождении с учетом инфраструктурных затрат – 80 долл., на «Сахалине-1» – 200–300 долл. за тонну, а на арктическом шельфе затраты составят 500–700 долл./ т. В свою очередь, при разработке битуминозных песчаников в Канаде себестоимость добычи нефти составляет порядка 50–70 долл./т, а при разработке Ярегского месторождения (республика Коми) с применением уже освоенных МУН в промышленных масштабах не превышает 40 долл./т.

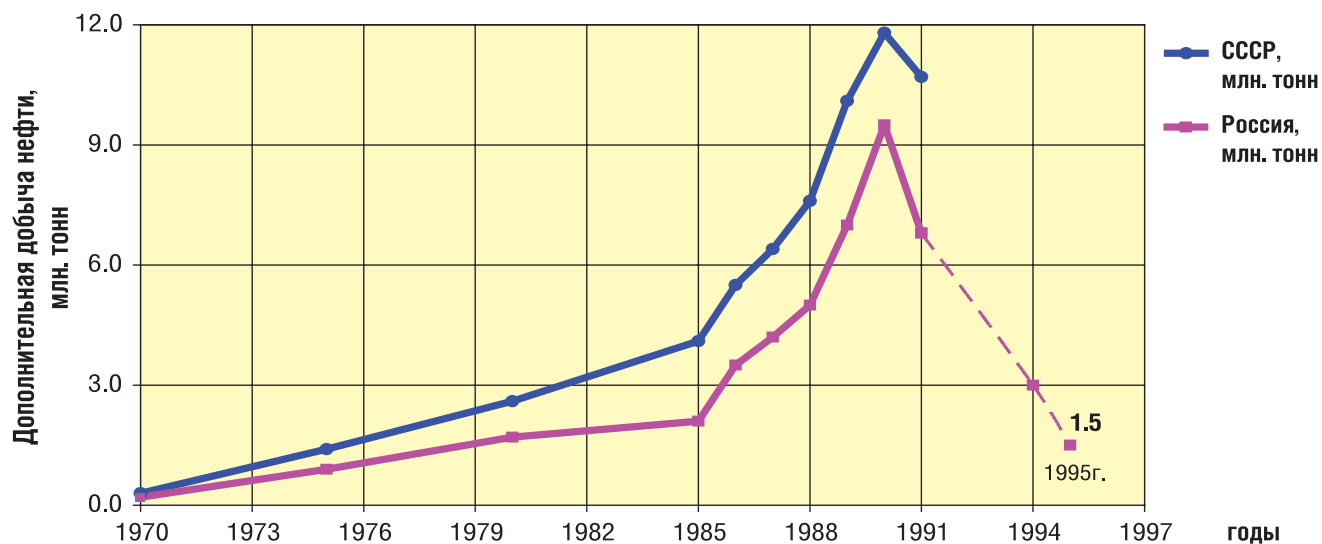
В этой связи возрастает актуальность решения двух взаимосвязанных проблем. Речь идет о восстановлении успешно функционировавшей в нашей

стране в 1985–1991 годах программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе инновационного развития, промысловых испытаний и освоения современных отечественных МУН. Руководство данной программой осуществлял Миннефтепром СССР, а головной научно-технологической организацией был МНТК «Нефтеотдача. За короткий период дополнительная добыча нефти за счет применения современных МУН увеличилась в 4 раза и достигла внушительной для того времени величины порядка 12 млн. тонн (рисунок 5). Однако после развала страны программа инновационного развития была свернута и в, конечном итоге, невостребованность современных МУН наряду со значительным ростом трудноизвлекаемых запасов и привели к падению проектной нефтеотдачи в стране до 30%. В свою очередь, успешность реализации данной программы непосредственно связана со своевременным формированием государственного механизма и нормативно-правовых актов экономического стимулирования реализации проектов испытаний и освоения современных прорывных МУН (тепловых, газовых, химических, микробиологических).

Фактически невостребованность современных МУН негативно сказывается на конкурентоспособности нефтяных компаний во внешнеэкономической деятельности.

Именно поэтому в соответствии с Указом Президента Российской Федерации №137 от 03 февраля 2004 года «О преобразовании государственного предприятия «Российское внешнеэкономическое объединение «Зарубежнефть» в открытое акционерное

РИС. 5. Динамика дополнительной добычи нефти за счет применения приоритетных МУН в СССР и России (тепловых, газовых, физико-химических)



общество» ОАО «Зарубежнефть» в числе основных приоритетных направлений деятельности определены отработка современных МУН и применение инновационных отечественных технологий разработки нефтегазовых месторождений.

В свою очередь, отработка современных МУН требует реализации их промысловых испытаний и организацию для этих целей полигонов на месторождениях с различными геолого-промысловыми условиями. Для развития этих направлений в состав ОАО «Зарубежнефть» был включен ОАО «РМНТК «Нефтеотдача» (с ведущими отраслевыми институтами ОАО «ВНИИнефть» и ОАО «Гипровостокнефть») успешно осуществлявшие в области модернизации разработки нефтяных месторождений роль головной организации в формировании и реализации в 1985–1991 годы государственной программы промысловых испытаний и освоения современных МУН. По существу, перед ОАО «Зарубежнефть» поставлена задача по восстановлению функции РМНТК «Нефтеотдача» и использованию положительного опыта по созданию, развитию и широкому распространению, в том числе и во внешнеэкономической деятельности, современных МУН. Таким образом, решить перед отечественной нефтедобывающей промышленностью задачи возможно только путем восстановления

программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе инновационного развития, промысловых испытаний и освоения современных МУН и создания эффективной государственной системы управления рациональной разработкой месторождений.

В качестве первого этапа реализации Государственной программы проектов МУН необходимо восстановление в кратчайшие сроки успешно действовавшей в 1985–1991 годах Программы проектов промысловых испытаний и освоения современных МУН.

Основные принципы формирования Программы сводятся к следующему:

- Установление четкой трактовки термина «современные методы увеличения нефтеотдачи»;
- Открытый конкурс проектов с обеспечением участия всех недропользователей, в т.ч. в процессе отбора победителей.
- Обязательное условие – приоритетность отечественных технологий и технических средств и выполнение российскими предприятиями 100 % от общего объема работ с применением отечественных технологий.
- Ежегодное пополнение и корректировка программы.
- Организация независимой экспертизы предложенных проектов МУН.
- Формирование Программы проектов МУН в уполномоченной

организации на специальной конкурсной комиссии с участием недропользователей.

- Утверждение Программы проектов МУН в Правительстве Российской Федерации.

Данная программа должна носить государственно-частный характер, при котором государство предоставляет недропользователям экономические стимулы для разработки и внедрения инновационных МУН, особенно, на этапе их промысловых испытаний и осуществляет контроль за ходом реализации проектов. В свою очередь, нефтяные компании осуществляют необходимые инвестиции в разработку и реализацию проектов на этапе их промысловых испытаний и их опытно-промышленном освоении.

Необходимо отметить, что ОАО «Зарубежнефть» готово принять активное участие в формировании и реализации Государственной программы проектов МУН. При этом будет использован накопленный в отраслевых институтах ОАО «ВНИИнефть» и ОАО «Гипровостокнефть» потенциал защищенных патентами разработок в области передовых технологий и современных МУН, прошедших в 1970–80-е гг. успешные промысловые испытания и масштабное применение и которые могут эффективно применяться на месторождениях многих российских компаний и за рубежом, в том числе:

- инновационное развитие современных МУН и их отработка (термогазовое воздействие, интегрированные методы и др.) на полигонах месторождений «Зарубежнефть», «Газпром нефть», «Лукойл», «РИТЭК»;
- расширение внешнеэкономической деятельности в области экспорта инновационных МУН, в частности отработка интегрированной термогазохимической технологии (пар+химреагенты+воздух) на кубинском месторождении тяжелой нефти Бока де Харуко (аналог Усинского месторождения), успешному освоению которого ОАО «Зарубежнефть» придает важное значение в целях восстановления экономического сотрудничества в Республике Куба.

Однако, прежде чем говорить об увеличении нефтеотдачи, необходимо установить базу, по отношению к которой происходит это увеличение. Важно четко понимать, что подразумевается под термином "методы увеличения нефтеотдачи". Это не просто терминологический вопрос, поскольку от четкости определения МУН в значительной мере зависит степень прозрачности всей системы государственного управления рациональным использованием запасов нефти.

Из-за не востребоваемости в течение последних 15 лет современных МУН нефтяными компаниями, предпочтение было отдано методам выборочной интенсификации добычи из активных запасов, даже если такие методы вели к снижению проектного КИН. При этом опасно объявлять ГРП единственным способом разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Ведь хорошо известно, что ГРП не способ разработки, а один из его составляющих компонентов. Для трудноизвлекаемых запасов применение большеобъемных ГРП может привести лишь к кратковременному приросту добычи, после чего в последующий период придется затратить много средств и усилий, чтобы преодолеть негативные последствия заводнения. В итоге, показатель нефтеотдачи в стране постоянно падает и стал ниже среднемирового. А в странах, где планомерно занимаются технологиями,

нацеленными на увеличение коэффициента извлечения нефти, как, например, в США, где уже 30 лет наращивается применение МУН, нефтеотдача растет и превышает среднемировой уровень, несмотря на худшую, чем в России, структуру запасов.

Для правильной трактовки термина МУН, совершенно очевидно, что он означает способ разработки, а следовательно, подразумевает не только закачку рабочего агента и его вытесняющую способность, но и все мероприятия по интенсификации добычи нефти и увеличению охвата вытеснением, в том числе и систему размещения скважин, применение ГРП, горизонтальных и многозабойных скважин, бурение боковых стволов. Все технологии обработки призабойных зон скважин и геолого-технические мероприятия являются составными компонентами как при базовых способах разработки, так и при применении МУН и не могут рассматриваться в качестве самостоятельных МУН, т.е. самостоятельных способов разработки. А потому применение данных технологий может в той или иной мере реализовать потенциал нефтеотдачи, определяемый способом разработки, составными компонентами которого они являются.

Именно, на основе международного опыта создания и развития современных МУН были обозначены конкретные предложения по мероприятиям и нормативно-правовым актам, необходимых для решения упомянутых выше задач. Эти предложения содержатся в следующих материалах деятельности в 2004–2008 гг. рабочих групп в Государственной Думе РФ, Совете Федерации и Агентстве Росэнерго, в которых активное участие принимали представители органов исполнительной власти, ряда нефтяных компаний и научно-исследовательских организаций:

1. «Концепция государственного управления рациональным использованием запасов нефти».
2. «Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи».
3. Проект Постановления Правительства Российской Федерации «О формировании Государственной программы

воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе инновационного развития и внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи».

Эти рабочие группы были созданы по инициативе ОАО «Зарубежнефть» для выполнения вышеупомянутого Указа Президента Российской Федерации №137.

Следует отметить, что в связи с упразднением Росэнерго в июне 2008 года работа над окончательной редакцией Проекта Постановления до настоящего времени не восстановлена.

В то же время принимаемые в последние годы Правительством РФ меры по стимулированию повышения эффективности разработки месторождений не носят системного характера. В частности, их использование не предусматривает ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ применение современных МУН.

В качестве критериев стимулирования проектов разработки установлены уровень истощенности запасов, вязкости нефти и проницаемости. Такой несистемный подход стимулирует размыв понятия МУН как способов разработки.

К ним относят и составные компоненты способов разработки, в частности, ГРП, горизонтальные скважины, различные технологии обработки призабойных зон.

В свете сказанного выше следует подчеркнуть, что критерии стимулирования по значениям отдельных фильтрационных параметров пород и содержащейся в них нефти не могут обеспечить ни системный подход к повышению эффективности использования запасов нефти, ни прозрачность принятия решения со всеми вытекающими негативными последствиями.

Согласно успешному мировому опыту экономическое стимулирование государством осуществляется не за то, что недропользователь обладает трудноизвлекаемыми запасами, а за то, что он применяет современные МУН, которые позволяют эффективно разрабатывать месторождения с такими запасами и кардинально повышать их нефтеотдачу.

Именно такая не пассивная форма налогообложения предусматривает

максимальную формализацию, прозрачность и простоту предоставления стимулов и контроля за их использованием.

В этой связи целесообразно обратить внимание на следующие основные рекомендации, отражающие отмеченные выше результаты деятельности рабочих групп:

1.1. Обратиться в Минприроды РФ, Минэнерго РФ и к другим заинтересованными ведомствами в 2012 году с настоятельной просьбой завершить работу над проектом Постановления Правительства РФ «О формировании и реализации Государственной программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе инновационного развития и промышленного внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи».

1.2. В целях ускорения формирования и реализации Программы МУН Минприроды РФ совместно с Минэнерго РФ в качестве первого этапа в кратчайшие сроки восстановить успешно действовавшую в 1985–1991 годах ежегодно пополняемую Программу промысловых испытаний и освоения современных МУН (Программу ОПР МУН) и направить предложения в Правительство РФ.

1.3. Минприроды РФ совместно с Минэнерго РФ поручить «РМНТК «Нефтеотдача», успешно осуществлявшей роль головной организации при оформлении и реализации в 1985–1991 гг. Программы ОПР МУН, совместно с нефтяными компаниями в 2012–2013 гг. сформировать Программу ОПР, включающую 15–20 пилотных

полигонов для промысловых испытаний современных МУН на месторождениях, отражающих основные компоненты структуры запасов нефти страны, а именно:

- истощенные месторождения с активными запасами;
- низкопроницаемые коллекторы, содержащие легкую нефть;
- тяжелые нефти и битумы;
- месторождения со сложнопостроенными карбонатными коллекторами;
- нетрадиционные запасы в нефтематеринской породе Баженовской свиты.

В таблице 1 представлен перечень полигонов, предлагаемых компаниями ОАО «Зарубежнефть» и ОАО «Татнефть», в который также включено и Русское месторождение, проектирование технологий

разработки которого уже ведется. Оперативное формирование первого этапа программы определяется тем, что в некоторых крупных компаниях проекты опытных работ в значительной мере уже либо выполнены, либо находятся в стадии выполнения.

1.4. Сформированную программу после утверждения включенных в нее проектов ОПР передать на утверждение в Минприроды РФ и Минэнерго РФ.

1.5. Государственной Думе РФ рекомендуется восстановить рабочую группу для ускоренного законодательному обеспечения системного прозрачного подхода к экономическому обеспечению реализации Программы ОПР МУН, а именно:

1.5.1. Внести в соответствии с зарубежной практикой в Налоговый Кодекс следующее определение термина «методы увеличения нефтеотдачи пластов».

«Методы увеличения нефтеотдачи пластов» означают способы разработки, основанные на извлечении нефти с использованием поддержания потенциала внутрипластовой энергии за счет закачки агентов, отличающихся повышенным потенциалом вытеснения нефти по сравнению с закачкой воды в пласт или газа в газовую шапку и включает применение следующих процессов и их интеграции:

ГАЗОВЫЕ	Закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов
ТЕПЛОВЫЕ	Вытеснение нефти теплоносителями – закачка пара, горячей воды, внутрипластовое горение, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ	Заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерных и мицеллярных растворов, закачка щелочных и кислотных составов и других реагентов с целью увеличения нефтеотдачи
МИКРО-БИОЛОГИЧЕСКИЕ	Введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте

1.5.2. Установить в Налоговом Кодексе, что проекты ОПР МУН, попавшие в Программу ОПР МУН по закону прямого действия обеспечиваются следующими экономическими стимулами:

- Нулевая ставка НДС на период реализации проекта, обоснованность которой определяется тем, что в результате успешной реализации проектов современных МУН прирост извлекаемых запасов сопоставим с вводом в разработку нового месторождения, налоговые каникулы на который введены с 01.01.2007 г.,
- Освобождение от налога на прибыль средств, направляемых на инновационное развитие нефтедобычи, в том числе на научные и конструкторские работы по техническому и технологическому развитию современных МУН,
- Освобождение объемов нефти, добываемых в ходе реализации проекта, от экспортных пошлин,
- Освобождение от налога (НДС) затрат, направляемых на научно-технологические работы и промысловые исследования.

Успешная реализация первого этапа Программы проектов МУН позволит увеличить степень извлечения нефти из трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов в следующих пределах:

- из месторождений Баженовской свиты – с 3–5% до 30–40%;
- из истощенных месторождений и залежей со сверхтяжелыми нефтями, особенно с глубиной залегания свыше 700–800 м – с 25% до 45–55%;
- из месторождений легкой нефти с низкопроницаемыми коллекторами с повышенной начальной пластовой температурой – с 28% до 45–50%

Развитие работ по формированию и реализации Программы проектов МУН позволит к 2030 г. достичь следующих результатов:

- Прирост потенциала извлекаемых запасов нефти в размере – не менее 40 млрд. тонн;
- Увеличение средней проектной нефтеотдачи – с 30% до 39–40 %;
- Увеличение проектной нефтеотдачи ТИЗ – с 27% до 35–37 %;

- Увеличение потенциала дополнительной годовой добычи – 350–450 млн. тонн;
- Увеличение поступлений в государственный бюджет и, как следствие, возможность решения социальных проблем за счет:

- диверсификации нефтедобычи за счет развития смежных отраслей (машиностроительной, химической, микробиологической, информационной);
- развитию отечественных наукоемких технологий и сервисных предприятий;
- кардинальному увеличению добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в обустроенных регионах;
- приросту извлекаемых запасов без затрат на разведку.

При этом себестоимость добычи нефти в промышленных масштабах за счет инновационных технологий в районах с развитой инфраструктурой в 1,3 – 1,5 и более раз ниже, чем на новых капиталоемких месторождениях в Восточной Сибири и, тем более, континентальном шельфе. Таким образом, экономическая целесообразность реализации Программы проектов МУН для государства очевидна.

ТАБЛИЦА 3. Основные ожидаемые результаты реализации Программы ОПР МУН

Годы	Прирост извлекаемых запасов, млрд. тонн	Потенциал дополнительной добычи, млн. тонн/год
2020	3,5–4,0	150–200
2025	5,0–6,0	200–300
2030	6,5–7,0	250–350

В заключении необходимо отметить, что данные параметры практически совпадают с показателями Энергетической стратегии России на период до 2030 года (утверждена Распоряжением Правительства РФ №1715-р от 13 ноября 2009 года), где приведены долгосрочные ориентиры повышения нефтеотдачи от 30 % в 2008 году до 30–32% в 2013–2015 гг., 32–35% в 2020–2022 г.г. и 35–37% в 2030 году. ●

ТАБЛИЦА 2. Предлагаемые полигоны для программы «Воспроизводство сырьевой базы нефтедобычи в России На основе инновационного развития промысловых испытаний и освоения современных отечественных МУН»

№	НК,ОАО	Месторождение	Испытываемое МУН	Ожидаемый прирост	
				нефтеотдачи, пп	запасов млн.т. (изв. C1+C2)
Карбонатные коллекторы с высоковязкой нефтью					
1	ЗАО «Татнефтеотдача»	Степноозерское	Пароциклика и площадная закачка пара Термический метод	17–30	13
2	ЗАО «Кара-Алтын»	Аканское	Термохимический метод	20–25	15
3	ОАО «ТНП-Зюзеевнефть»	Зюзеевское	Термохимический и термогазовый методы	15–20	5–6
4	ЗАО «Татех»	Демкинское	Термохимический метод	15–20	6
Карбонатные коллекторы со средневязкой нефтью					
5	ОАО «Зарубежнефть»	Висовое	Термогазохимический	15–20	5–7
		Северо-Хоседаюкское	Термогазовый	10–15	6–7
Карбонатный коллектор с маловязкой нефтью					
6	ОАО «Зарубежнефть» + РУП «ПО «Белоруснефть»	Вишанское	Термогазохимический метод	20–30	1,5–2,0
Терригенный коллектор с истощенными запасами маловязкой нефти					
7	ОАО «Зарубежнефть» + РУП «ПО «Белоруснефть»	Речицкое		5–10	10–15
8	ОАО «Татнефть»	Ромашкинское			
Терригенные коллекторы с легкой парафинистой нефтью					
9	ОАО «Зарубежнефть»	Харьягинское	Термохимический метод	5–10	7–14
Терригенный коллектор с тяжелой нефтью					
10	ТНК-ВР	Русское	Термический метод	15–20	150–250
Баженовская свита					
11	ОАО «Сургутнефтегаз»	Ай-Пимское	Новый технологический комплекс на основе термогазогидровоздействия	35–40	–
12	ОАО «ЛУКОЙЛ» – ОАО «РИТЭК» + ОАО «Зарубежнефть»	Средне-Назымское	Новый технологический комплекс	35–40	15–20
		Гальяновское	на основе термогазогидровоздействия	35–40	10–15

ЯЩИК ПАНДОРЫ

СКОЛЬКО НЕФТИ ОСТАНЕТСЯ И ГДЕ ЕЕ БУДУТ ДОБЫВАТЬ В РОССИИ К 2030 ГОДУ

«До 1992 года достижения отечественной геологии по масштабу, новаторству, научной новизне стояли в одном ряду с достижениями космической, атомной и оборонной промышленности. Минерально-сырьевая база, созданная в годы Советской власти, обеспечила России возможность выстоять в кризисные 90-е годы и высокими темпами развиваться в 2000-е годы». Это отмечено в рекомендациях парламентских слушаний «О стратегии развития геологической отрасли на период до 2030 г.». А каково на сегодняшний день состояние минерально-сырьевой базы, и какие прогнозы делают эксперты отрасли?



Олег Прищепа,
ФГУП ВНИГРИ



Юрий Подольский,
ФГУП ВНИГРИ

Уже никто не считает Россию гарантом мировой энергетической безопасности: не те запасы, техника и технологии геологоразведочных работ (ГРП), добычи и переработки УВ сырья, включая нефте- и газохимию. А продукцию газохимии мы уже импортируем.

Последние годы бюджет России на более чем 50% верстается из доходов от ТЭК. Этот показатель, по мнению некоторых критиков, (и даже членов Правительства) свидетельствует о сильной зависимости российской экономики от добычи нефти и газа и том, что наша страна превращается в сырьевой придаток мировой экономики. Диверсификации экономики в ближайшие годы не предвидится. Гарантом экономической безопасности нашей страны, по крайней мере, в среднесрочной перспективе, может быть только надежный ТЭК России, спрос и высокие цены на энергоносители на мировых рынках. Сегодняшние «недостатки» сырьевой страны должны быть превращены в достоинство. Если страна будет гордиться своими достижениями в области технологий поиска и разведки и освоения нефтегазового сектора никто не посмеет считать ее отсталой и зависимой. О необходимости прорыва в этой области свидетельствуют сегодняшние реалии.

Наличие обширных нефтегазовых ресурсов – это в первую очередь естественное преимущество, а не недостаток. Главное – уметь ими рационально распорядиться. В качестве примера достаточно просто сослаться на США, Великобританию и Норвегию, где при разумном использовании, как показывает опыт этих

стран, нефтегазовая отрасль стимулирует экономическое развитие и способствует повышению благосостояния населения. В связи с этим государственное регулирование ТЭК распадается на два блока задач. Первый – это обеспечение его стабильного развития на всех этапах – от изучения ресурсного потенциала углеводородного сырья до переработки и транспортировки. Второй – эффективное использование потенциала ТЭК для диверсифицированного развития российской экономики и социальной сферы. (Христенко В. Россия на мировых рынках нефти и газа // Экономика России: XXI век.)

Глобальные энергетические рынки и их структура стремительно меняется.

На нефтяных мировых площадках постоянно происходит изменение промышленных запасов нефти, связанное в первую очередь, с развитием технологий и изменением конъюнктуры рынка. Так, по данным ВР за 2011 год после того как Венесуэла вышла по запасам нефти на 1-ое место в мире (296,5 млрд. барр. или 46,3 млрд.т), мировые запасы нефти превысили 1653 трлн. барр. (234,3 млрд.т) и этих запасов хватит на 54 года. При этом доля в них российских запасов, по данным ВР, опустилась до 5,3% (12,1млрд.т). Сегодня резервные мощности добычи нефти Саудовской Аравии оцениваются в 190 млн.т нефти в год. Страны ОПЭК только на разведанной сырьевой базе способны нарастить годовую добычу нефти в 1,5 раза. Только на крупнейших месторождениях Ирака (Румейла, Западная Курна –1,2, Зубейр, Маджнун и др.) возможен рост добычи на 400 млн. т/год с оценкой себестоимости около 2 долл./барр. Многие проекты уже запущены, в т.ч. не без участия

российских компаний (ЛУКОЙЛ –оператор проекта Зап. Курна-2, Газпром – оператор Бадры). Отметим, что по данным обзора ВР в 2011 году по обеспеченности разведанными запасами текущей добычи нефти из крупных нефтедобывающих стран мира Россия наряду с США занимает одно из последних мест и она не превышает 25 лет.

Рынок стран АТР постоянно меняется. В ближайшей перспективе российская нефть здесь будет востребована. Однако поскольку проект ВСТО – долгосрочный, принципиальное значение имеет динамика спроса в отдаленной перспективе. По некоторым ключевым потребителям (Южная Корея и Япония) пик потребления нефти может быть достигнут к 2015 году, а далее прогнозируется спад. Основные поставки российской нефти приходится на главный рынок АТР – Китай. Обошедшая по объемам потребления Японию ещё в начале 2000-х годов, эта страна имеет хорошие перспективы устойчивого роста спроса, и именно этот прирост будет компенсировать снижение потребления у наших ближайших восточных соседей. Вторым драйвером роста спроса, причём имеющим едва ли не больший потенциал по длительности роста, является Индия, поэтому в перспективе развитие поставок нефти в эту страну (а также на сингапурскую площадку) средствами собственного танкерного флота может стать одной из основных целей энергетической политики России на Востоке. Всего же по странам АТР прогнозы спроса довольно оптимистичны, и так считает большинство аналитиков. Так, японский энергетический институт (ИЕЭ) ожидает рост потребления нефти и нефтепродуктов в АТР к 2020 году с 1200 млн. тонн в год до 2235 млн. тонн, а к 2030 году – до 2800 млн. тонн. По данным Мирового Энергетического Агентства (IEA), рост ожидается к 2020 году до 1810–2235 млн. тонн в год, а к 2030 году – до 1985–2800 млн. тонн в год.

Об изменчивости рынков ТЭК свидетельствуют колебания на рынке газа.

По запасам газа мы пока мировые лидеры. Но все наши газовые гиганты, обеспечивающие основную газодобычу (Уренгой, Ямбург,

Медвежье и др.) давно вступили в период падающей добычи. Новые газовые проекты: Штокман, Бованенково (плюс Харасавэй, Крузенштернское), месторождения Тамбейской группы, Ковыкта и др. для рентабельного освоения требуют высоких цен на газ.

Здесь свои подводные камни. Пока Газпром пытается сохранить высокие цены на газ на европейском рынке, достигнуть равнодоходности продаж газа на внутреннем рынке он собственно этот европейский рынок теряет. К сожалению, цены на газ на мировых площадках уже давно не определяются не Газпромом. А высокие цены Газпрома стали даже предметом разбирательства в Европейском суде.

По данным Центра макроэкономических исследований Сбербанка России (2012) добыча сланцевого газа обрушила цены на природный газ в США (сегодня около 100 долл./тыс.м³, в апреле 2012 г. была 70 долл./тыс.м³). Для США – это хороший стимул развития дешевой и экологически чистой электрогенерации, стагнирующей промышленности, в т.ч. энергоемких отраслей и химических производств. Компании делают значительные инвестиции в строительство мощностей по сжиганию газа для его последующего экспорта. Пока экспорт сдерживается из-за отсутствия необходимой инфраструктуры. Но проблемы к 2015 г. будут решены, и тогда дешевый газ (сегодня достаточная для экспорта цена 230–250 долл./тыс.м³) из США и Канады пойдет в Европу и страны АТР.

Потенциал добычи сланцевого газа не исчерпывается возможностями США. Есть еще Китай, Австралия. Будут расти поставки СПГ из месторождений традиционного газа в странах Ближнего Востока, Африки, Австралии и др. Не исключены и новые объемы поставок трубопроводного газа, например, с вводом в активную разработку Южного Парса (Иран), запасы которого превосходят все разведанные запасы Ямала. Не забудем и о Туркменистане, который уже перебежал нам дорогу с поставками газа в Китай, согласен на строительство Транскаспийского газопровода (с прицелом на экспорт газа в Европу), газопровода ТАПИ – в Индию.

Все это означает, что в ближайшие годы газовые экспортеры России столкнутся с резким ростом конкуренции во всех странах, являющихся потенциальными импортерами газа. На международных площадках возможно дальнейшее падение цен на газ. Не исключено, что рынок газа потеснит нефтяной рынок.

«Прорыва» со сланцевой нефтью пока не намечается, но есть множество успешных мировых примеров применения технологий добычи трудноизвлекаемых нефтей (высоковязких, тяжелых, высокопарафинистых, приуроченных к низкопоровым коллекторам и пр.), запасы которых на порядок выше традиционных и легкодоступных. Наша конкурентоспособность, несмотря на достижения в Татарстане и немногочисленные примеры в других регионах довольно низкая.

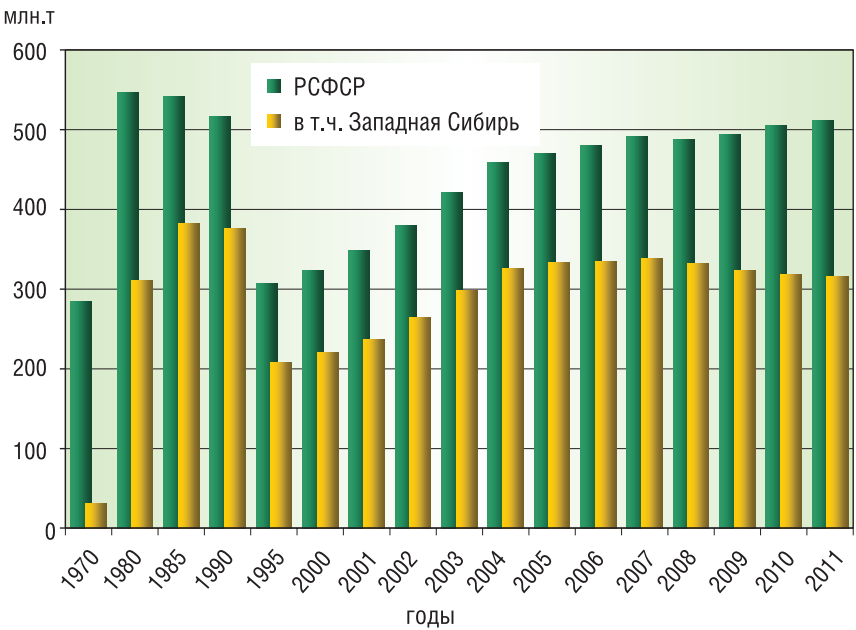
Возможности же России в плане наращивания добычи нефти весьма ограничены.

Перспективы роста добычи нефти в Восточной Сибири, несмотря на наращивание мощности ВСТО и соответственно возможностей по транспортировке ограничены объемами подготовленной к освоению сырьевой базы нефти (подходы к освоению которой, в свою очередь) требуют разработки специальных технологий) и лежат в плоскости эффективности проектов при соответствующих ценах на сырье.

Реальные шаги по наращиванию добычи УВ в России как на старых, так и на новых месторождениях, безусловно, делаются. Так, например, имеется успешный опыт наращивания добычи при освоении «старых» районов в Республике Татарстан и Республике Коми. Силами некоторых ВИНК (Лукойл, Сургутнефтегаз, ТНК-ВР) проводятся широкомасштабные работы в новых районах, где на базе выявленных месторождений опережающими темпами разворачивается добыча (Российский сектор Каспийского моря, Уватский район и т.д.).

В складывающихся условиях говорить о путях сохранения роли России на международных энергетических рынках достаточно трудно. Прежде всего, нельзя допустить падение добычи УВ, необходимо снижать себестоимость. И как нам представляется, основная

РИС. 1. Динамика добычи нефти с конденсатом в России за период 1970–2011 гг.



проблема – состояние и пути наращивания МСБ нефти.

Перспективы поддержания (наращивания) добычи нефти в России можно рассматривать в плоскости реализации трех направлений – увеличения методов нефтеотдачи (реальных, а не на бумаге), ввода в освоение запасов месторождений нераспределенного фонда недр и не вовлеченных запасов осваиваемых и подготовленных к освоению месторождений и опережающая подготовка новой сырьевой базы (за счет выявления и подготовки к освоению новых запасов нефти).

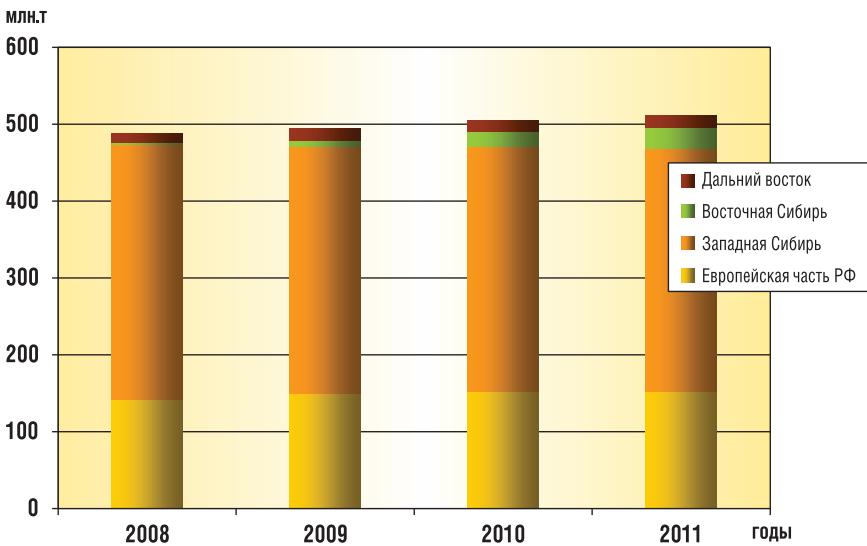
Попытаемся оценить возможности нефтяного комплекса страны, опираясь на официальные данные Минэнерго, Минприроды, а также опубликованные экспертные оценки.

В целом по России прогноз добычи нефти представлен в таких документах долгосрочных документах как «Энергетическая Стратегия России на период до 2030 года», «Генеральная схема нефтяной отрасли до 2020 года». В соответствии с задачами, стоящими перед авторами Генеральной схемы ее положения должны быть синхронизированы с положениями Энергетической стратегии России на период до 2030 года и Транспортной стратегией России до 2030 года, реализуемой Минтрансом России.

На самом деле даже многовариантность не позволила синхронизировать прогнозные

цифры. Так в Энергетической стратегии России на период до 2030 года – предусмотрен рост добычи нефти на 5% за последующие двадцать лет с достижением годового уровня 505–525 млн тонн в 2020–2022 гг. и 530–535 млн тонн в 2028–2030 гг. В Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года – документе, подготовленном Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, который регулирует развитие российского минерально-сырьевого комплекса, – предусматривается снижение добычи нефти в 2015 году до 490 млн тонн, а затем предусмотрен рост до уровня 500 млн тонн в 2020 году и 530 млн тонн в 2030 году. В Генеральной

РИС. 2. Динамика добычи нефти с конденсатом в России за период 1970–2011 гг.



схеме развития нефтяной отрасли на период до 2020 года, которая была разработана Министерством энергетики в сотрудничестве с рядом российских и зарубежных научно-исследовательских центров. Предусмотрены два возможных сценария развития добычи нефти в России до 2030 года с совершенно разными результатами. В соответствии с первым из них, так называемым «плановым сценарием», если сохранятся нынешние условия, в которых нефтяные компании осуществляют свою деятельность, уровень добычи нефти в последующие несколько лет будет снижаться быстрыми темпами и составит 454 млн тонн в 2015 году, 403 – в 2020 году и приблизительно 228 млн тонн в 2030 году. То есть объемы добычи могут сократиться на 20% в течение ближайших десяти лет, и на 55% – через двадцать лет.

С целью исправления ситуации в Генеральной схеме были разработаны инерционный, максимальный и целевой профили добычи. Наиболее оптимально, по мнению экспертов, обеспечивает распределение доходов между государством и инвестором целевой профиль, который предполагает стабилизацию ежегодной добычи нефти в период до 2020 года на уровне 505 млн. т при текущем уровне эксплуатационного бурения и инвестиций.

За последние 20 лет уровень добычи нефти и тенденции в России существенно менялись. Достигнув максимального уровня добычи в 1988 году в объеме

ТАБЛИЦА 1. Оценка российских запасов нефти по международной и российской классификациям (Генеральная схема)

	Запасы на 01.01.2010 г., млрд. тонн Международный аудит	Запасы АВС1+С2 млрд.т. Российская классификация
Мир*, всего	181,72	
Россия*, всего	10,16	
в т.ч. по крупнейшим нефтяным компаниям**:		
Роснефть	1,92	5,72
ЛУКОЙЛ	1,87	3,82
ТНК-ВР	1,16	4,06
Газпром нефть	0,95	1,11
Сургутнефтегаз***	0,92	1,61
Татнефть	0,86	0,82
Славнефть	0,40	1,16
Башнефть	0,29	0,35
РуссНефть	0,16	0,47
Итого по крупнейшим ВИНК	8,53	19,12

569 миллионов тонн, отрасль пережила период существенного кризиса как отражение общего спада производства в стране, упав в объемах почти в два раза (до 318–305 миллионов тонн нефти в год). В начале нового века произошел подъем отрасли с восстановлением уровня добычи до 490 миллионов тонн (рис.1). В 2012 году планируется превышение достигнутого уровня.

К мероприятиям способствующим росту добычи нефти отнесены такие меры как создание инфраструктуры трубопроводной системы

«Восточная Сибирь – Тихий океан» и применение льготной ставки экспортной пошлины позволившие ввести в разработку Ванкорское, Талаканское и Верхнечонское месторождения, что, по мнению разработчиков документов, позволило изменить тренд добычи нефти на растущий. Без ввода в разработку указанных месторождений темп снижения добычи составил бы 0,6% в год.

При этом фактическая добыча нефти пока еще мало зависит от вклада указанных районов, где по-прежнему доминируют

Западная Сибирь и Европейская часть России (Рис. 2).

Отметим, что указанные прогнозы базируются, в первую очередь, на оценке запасов промышленных категорий (АВС₁ + С₂) по Российской Федерации, оцененных в 22 млрд. тонн нефти (цифра в два раза выше приводимой в обзоре ВР), которые по мнению разработчиков документа могут обеспечить сегодняшний уровень добычи на ближайшие 40 лет.

Запасы нефти крупнейших нефтяных компаний России, в соответствии с российской классификацией, существенно отличаются (Табл. 1). И по некоторым компаниям эта разница достигает 3-х раз.

Вклад в добычу по компаниям и ВИНК в последние годы представлен на рисунке 3.

Важным моментом является то, что в указанном документе (Генеральная схема) в явном виде не отражена роль подготовки новой сырьевой базы нефти за счет геологоразведочных работ, а ставка делается во многом на уже разведанную базу.

Попробуем оценить этот резерв.

Вопросы подготовки новой сырьевой базы УВ сырья на государственному уровне отражены в «Долгосрочной Государственной программе воспроизводства запасов...»

В соответствии с последней утвержденной оценкой начальных суммарных ресурсов нефти России они достаточно велики.

РИС. 3. Динамика добычи нефти в России по компаниям за период 1999–2011 гг.

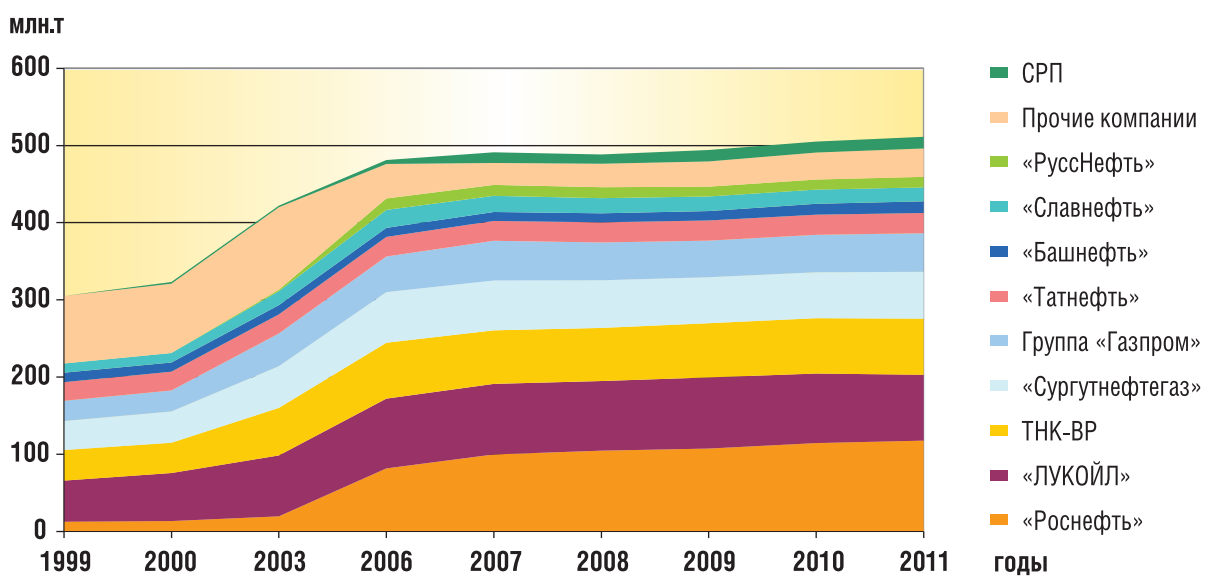
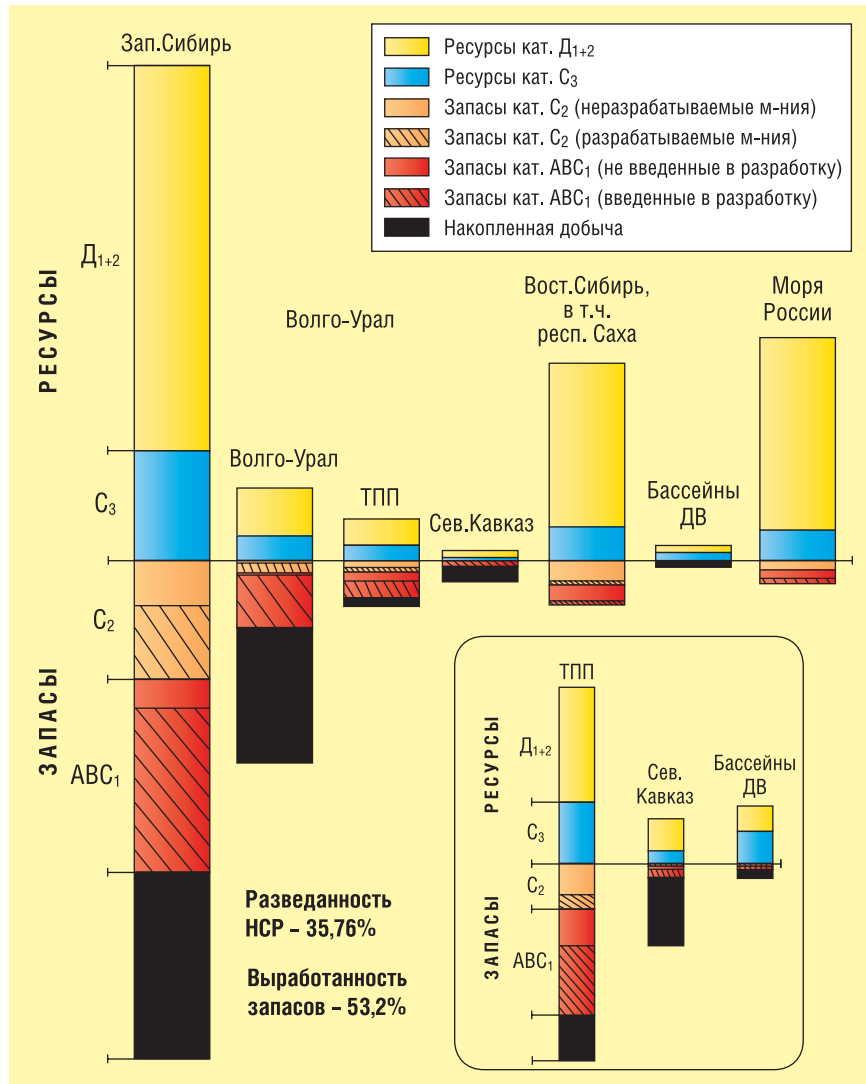


РИС. 4. Распределение ресурсов нефти по территории России и степень их освоенности на 1.01.2011 г.



Распределение НСР нефти, степень ее разведанности и освоенности приведены на рисунке 4. Низкая разведанность Восточной Сибири, ЯНАО и большинства акваторий позволяет рассчитывать на новые достаточно крупные нефтяные открытия.

В таблице 2 приведено распределение перспективных и прогнозных ресурсов нефти по регионам России и план прироста запасов категории C₂ на 2005–2020 гг. и локализации ресурсов. Анализ таблицы свидетельствует, что запланированные в «Долгосрочной Государственной программе...» приросты ресурсов категории D_{1л} по отдельным регионам и по России в целом не могут быть получены в принципе, поскольку превышают текущие прогнозные ресурсы категорий D₁₊₂. Реальный опыт геологоразведочных работах в изученных регионах

ТАБЛИЦА 2. Распределение перспективных (C₃) и прогнозных (D₁₊₂) ресурсов нефти по территориям России на 1.01.2010 г. и планы приростов ресурсов D_{1л} и запасов категории C₁ на 2005–2020 гг.

	Нефть,млрд.т				
	C ₃	D ₁₊₂	C ₃ +D ₁₊₂	Планируемые приросты за 2005–2020 гг.	
				C ₁	D _{1л}
Суша	10,52/3210*	33,69	44,22	11,19	36,1
ТПП	0,92/208	1,37	2,3	0,3	1,6
Урало-Поволжье	1,42/1521	2,51	3,93	0,58	3,4
Северный Кавказ	0,24/128	0,35	0,59	0,16	0,6
Западная Сибирь	6,04/1248	20,37	26,41	8,6	24,0
Восточная Сибирь	1,85/66	8,73	10,58	1,45	6,0
Дальний Восток	0,04/14	0,33	0,37	0,1	0,5
Шельф	1,67/43	10,57	12,24	0,55	5,5
Прирост C ₁ и D _{1л} за счет ГРП (из Федерального бюджета)				-	3,0
Россия, всего	12,2/3253	44,26	56,46	11,74	44,6

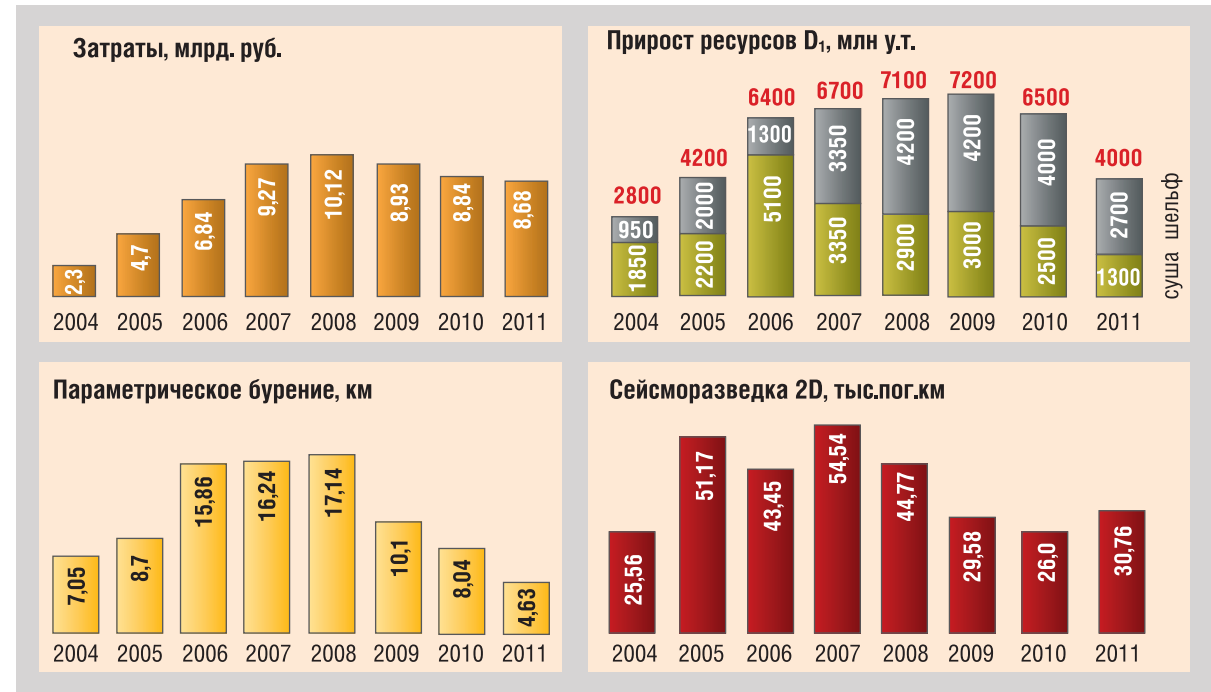
* - извлекаемые ресурсы / число перспективных объектов

(Западная Сибирь, Волго-Урал) свидетельствует о возможности перевода прогнозных ресурсов нефти низких категорий в промышленные запасы (категории C₁) с коэффициентом 0,1 за 20–25 лет изучения, а с коэффициентом 0,2 соответственно за почти 50 лет. При этом темпы геологоразведочных работ, проводимых в отдельных регионах подготовки сырьевой базы нефти с сегодняшними не сопоставимы. Только в Западной Сибири годовые объемы поисково-разведочного бурения составляли 3 млн. м., а сегодня по всей России показатель в 1 млн. м кажется чем-то недостижимым. При этом параметрическое бурение, обеспечивающее выход в новые перспективные на нефть и газа районы и на новые неизученные комплексы по всей России на порядок ниже, чем выполняемое в «советское время». Таким образом, прогноз по приросту запасов слишком оптимистичен.

Динамика подготовки ресурсов категории D₁ (нефть + газ), которая в некоторой степени отражает выполнение Государственной программы по приросту ресурсов, отражена на рисунке 5.

В 2012 г. на проведение геологоразведочных работ на нефть и газ из госбюджета выделено 12,5 млрд. руб. – 0,106% бюджетных расходов. Это – несомненный шаг вперед по сравнению с 2011 г., но

РИС. 5. Динамика затрат федерального бюджета, объемов работ и прироста УВ ресурсов (D_{1лок.}) в 2004–2011 гг.



Источник: Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2009 году», Минприроды, 2010; данные за 2010–2011 гг. – итоги работы Фед. агентства по недропользованию в 2005–2011 гг., Минприроды, М., 2012 г.

совершенно не отвечает текущим потребностям страны.

С каждым годом ситуация с состоянием локализованных ресурсов категории C₃ перспективных объектов в стране меняется в худшую сторону. Об этом свидетельствуют и результаты последних аукционов, где на большинство выставленных объектов не находится претендентов, в связи с низкой изученностью и достоверностью ресурсной базы.

Не случайно появилось и Постановление Правительства РФ № 94 от 4.09.2009 г., согласно которому, для установления более низкой стартовой цены перспективных объектов, представляемых в пользование без проведения конкурсов и аукционов, вводятся понижающие коэффициенты подтверждения ресурсов и запасов УВ.

Какая ситуация с добычей за счет уже выявленных месторождений?

На 1.01.2011 г. в Государственном балансе России запасы нефти учтены по 2842 месторождениям. Оценки текущих промышленных запасов колеблются в широких пределах: от 12,1 млрд.т (British Petroleum, 2011) до 25 млрд.т. Западные аудиторы учитывают лишь доказанные промышленные запасы

и возможность их рентабельного освоения при современной цене на УВ в условиях действующей налоговой системы. Российские оценки разведанных запасов включают как нерентабельные запасы, так и предварительно оцененные запасы (частично).

По официальной статистике добыча жидких УВ (нефть и конденсат) в 2010 г. в России составляла 505 млн.т, в 2011 г. она возросла согласно данным ЦДУ ТЭК до 511 млн.т (по данным Росстата – до 509 млн.т). Суммарная накопленная добыча нефти сегодня в России превышает 21,0 млрд.т.

В разработке числится 1666 месторождения (80,65% текущих извлекаемых запасов нефти, среди них 2,18 млрд.т – по неразработываемым горизонтам), к разработке подготовлено 154 месторождения (5,8% запасов), в разведке – 812 месторождений (13,2% запасов), 210 месторождений – в консервации.

На распределенный фонд недр (РФН) приходится 2352 месторождения (93,8% текущих запасов), в т.ч. все реально разрабатываемые месторождения (1640).

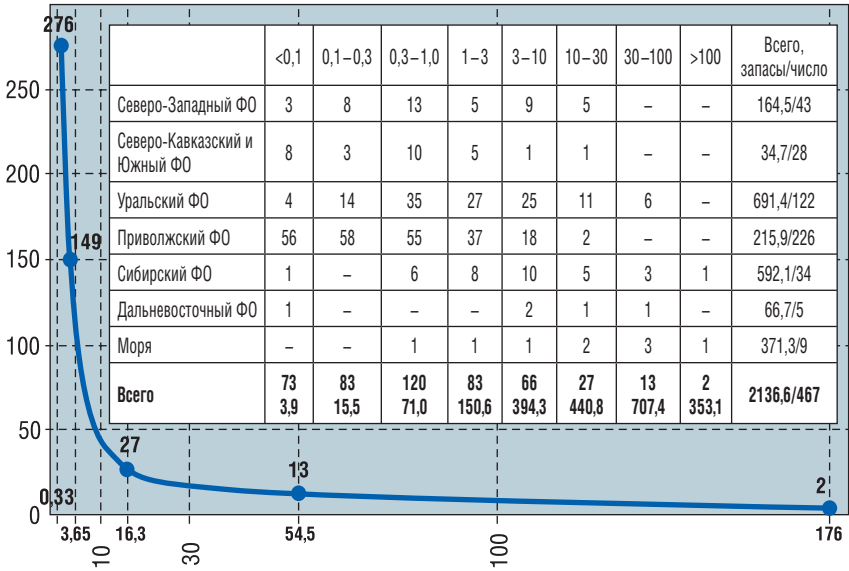
Переоценка запасов нераспределенного фонда недр, выполненная по заказу Роснедра

под руководством ВНИГРИ в 2010 г., показала, что запасы нефти существенного количества месторождений не могут быть оценены как промышленно значимые. Текущие запасы нефти в стране отличает низкое качество и крайне низкий по мировым стандартам показатель нефтеотдачи.

Выработанность разведанных промышленных запасов России достигла 53,5% (по активно разрабатываемым запасам РФН – 62,0%). Средние дебиты опустились до 11 т/сут., обводненность добываемой продукции около 85%.

В структуре текущих разведанных запасов преобладают трудноизвлекаемые, разработка которых рентабельна при действующих ценах на УВ сырье без налогов, но убыточна при существующей системе налогообложения. В эту категорию попадают не только нефти в низкопроницаемых коллекторах, тяжелые и высоковязкие нефти, но и остаточные обводненные запасы давно разрабатываемых месторождений, запасы мелких, низкодебитных, сложнопостроенных, удаленных от инфраструктуры месторождений и др. По оценкам специалистов трудноизвлекаемых нефтей в текущих запасах России более 60%. Их доля в структуре разведанных запасов нарастает.

РИС. 6. Распределение новых (2002–2010 гг.) нефтяных месторождений в России по величине извлекаемых запасов (категории ABC1C2, млн.т)



Расчетный коэффициент извлечения для промышленных запасов нефти в России составляет 0,379 (по сравнению с 2002 г. согласно данным государственного баланса запасов – увеличился на 0,023), в т. ч. по активно разрабатываемым запасам – 0,4. Текущий (фактически достигнутый) КИН в целом по стране составляет лишь 0,2. Конечно, здесь и огромный резерв, но и существенное противоречие.

Для реального повышения КИН, помимо выполнения требований проектных документов, необходимо системное применение методов увеличения нефтеотдачи (гидроразрыв, резка боковых стволов, тепловые, газовые, химические, гидродинамические методы и др.), требующее соответствующих затрат.

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса (согласно ЭС – 2030) необходимо расширенное воспроизводство запасов нефти за счет геологоразведочных работ как в зрелых, так и в новых районах нефтедобычи.

На первый взгляд, задача прироста запасов нефти решаема. Согласно данным Минприроды прирост промышленных запасов в России на протяжении 2001–2011 гг. оставался стабильным, превышая в последние годы ее добычу.

Рассмотрим вопрос более детально, для чего приведем данные по динамике и приростам запасов

нефти в регионах России за последние годы – таблица 3:

Первое. За 2002–2010 гг. официальный прирост промышленных запасов нефти по России составил 5012,3 млн.т, что позволило полностью компенсировать накопленную добычу (4037,0 млн.т) и увеличить текущие промышленные запасы на 975,3 млн.т

Второе. Согласно данным Центральной Комиссии по разработке (ЦКР) прирост запасов за счет ГРП увеличился в последние годы (по сравнению с 2002 г.) более чем в 2,5 раза, несмотря на падение объемов поисково-разведочного бурения. Только в ХМАО объем бурения сократился с 551,7 тыс.м (в 2002 г.) до 223 тыс.м (в 2009 г.).

Сегодня крупных нефтяных открытий нет. Система подготовки промышленных запасов принципиально не изменилась. В связи с этим истинная картина восполнения МСБ за счет ГРП неясна.

Третье. За 2002–2010 гг. нефтяным Государственным балансом учтено 467 новых месторождений. Прирост промышленных запасов по новым месторождениям – 513,5 млн.т – 10,2% от общего прироста запасов. Он компенсировал российскую добычу нефти в 2002–2010 гг. на 12,7%, в т.ч. в Уральском ФО – на 5,1%, в Приволжском ФО – на 12,8%, в СЗФО – на 14,0%. Из вновь открытых месторождений уже извлечено 14,5 млн.т нефти

(добыча 2010 г. – выше 4,8 млн.т). Отметим величину среднего открытия по категории С₁ – 1,1 млн.т! (Рис. 6). Ни в одном районе кроме Калининградской области и некоторых районов Поволжья такие объекты не могут быть рассмотрены как рентабельные для освоения.

В целом, приросты запасов за счет новых открытий удручают. Так, в зоне ВСТО (Восточная Сибирь – основной регион надежд) за 2002–2010 гг. на баланс было поставлено 15 месторождений. Промышленные запасы категории С₁ – 11,6 млн.т, категории С₂ – 510,5 млн.т. В новых открытиях более 70% запасов (371,5 млн.т, из них запасы С₂ – 365,4 млн.т) приходится только на 3 месторождения – им. Савостьянова, Лисовского, Санарское.

За последние 20 лет средние размеры новых открытий в целом по стране упали на порядок, хотя разведанность начальных ресурсов остается практически постоянной, т.к. с каждой новой количественной оценкой ресурсов УВ они увеличиваются. В этом отдельный парадокс. Каждый регион старается перетащить одеяло – показать больше ресурсов, привлечь больше недропользователей. Вряд ли в будущем эти обстоятельства станут оправданием несбывшихся надежд и загубленных средств.

В чем причина низких приростов запасов на новых месторождениях? Ответ дал академик РАН А.Э.Конторович на VI Всероссийском съезде геологов (Москва, 2008): «Тут могут быть две причины. Или прогнозные оценки были ошибочными и завышают перспективы распределенного фонда недр, либо компании не хотят заниматься воспроизводством МСБ. В первом случае нужна коррекция оценок, во втором – административные меры через пересмотр лицензионных соглашений».

Четвертое. Общий прирост промышленных запасов на «старых» месторождениях за 2002–2010 гг. – составил 4498,8 млн.т (89,8% общего прироста), в т.ч. 2441,6 млн.т (48,7%) – за счет роста КИН и лишь 2057,2 млн.т (41,0%) – за счет ГРП и пересчетов (без КИН) с учетом списаний запасов.

Как уже было сказано, учетный коэффициент извлечения нефти в среднем составил 0,379 и превысил

запланированный на 2030 г. КИН = 0,37. Последнее означает, что дальнейший прирост запасов за счет увеличения расчетного КИН без конкретной программы по внедрению третичных методов, направленных на увеличение МУН, следовало бы прекращать, т.к. они только дезориентируют неспециалистов.

Пятое. Списания промышленных запасов за 2002–2010 гг. (см. табл.3) – 1945,2 млн.т, в среднем 216 млн.т/год. Оснований, что тенденция существенно изменится, нет. В этом случае только из-за списаний к 2030 г. Россия может недосчитаться более 4,5 млрд.т промышленных запасов, числящихся сегодня на балансе.

Таким образом можно сделать вывод: за 2002–2010 гг. реальный прирост запасов нефти по России за счет ГРП, пересчетов и списаний (без учета КИН) составил 2570,7 млн.т – 51,3% от общего прироста запасов (в среднем 285,6 млн.т/год). То есть коэффициент воспроизводства запасов не превысил 0,6! Этот прирост компенсировал накопленную добычу в Уральском ФО – на 36,7%, в Приволжском ФО – на 59,0%, в СЗФО – на 29,4%. Прирост за счет изменения КИН – 2441,6 млн.т, или 48,7% общего прироста.

Из сказанного выше очевидно, что за годы после перестройки в России так и не удалось сформулировать и реализовать эффективный механизм воспроизводства запасов. И это не только проблема

воспроизводства МСБ УВ, но и реализация наиболее рациональных решений в разработке, своевременный ввод в оборот новых месторождений и др.

В настоящее время уровни добычи УВ, объемы инвестиций на геологоразведку, в разработку и переработку УВ практически целиком определяются бизнес-планами вертикально интегрированных компаний, которые в своем большинстве используют подходы не позволяющие им проводить малоэффективные вложения. Отсюда форсированная отработка месторождений, часто введенных в разработку еще в годы Советской власти.

Анализ состояния МСБ базы и темпов ее наращивания позволяет рассчитывать на удержание достигнутых уровней добычи нефти максимум до 2020 г. (в основном за счет новых центров добычи, практически исключительно на имеющейся минерально-сырьевой базе).

Можно заключить, что пока геологоразведочные работы окончательно не прекратились необходимо усиливать государственное регулирования ГРП, с одной стороны, – через стимулирование инвестиций в ГРП, снятие административных барьеров, переход на заявочный принцип получения лицензий, с другой, – через контроль за выполнением лицензионных соглашений, государственный аудит и научный мониторинг деятельности

ВИНК на предмет ее соответствия национальным интересам. Одними налоговыми преференциями эту проблему не решить!

К этому следовало бы добавить, что новые месторождения (178), введенные в разработку за период 2005–2010 гг., дали в 2010 г. 38,0 млн.т нефти, в т.ч. вновь открытые за 2002–2010 гг. – 4,8 млн.т. Последнее означает, что вклад Восточной Сибири – лишь половина этого прироста. Остальной прирост и компенсацию падающей добычи (прежде всего в Западной Сибири) обеспечили Уватский, Салымский, Сахалинские и др. проекты, в том числе «старые» районы – Волго-Урал, где добыча нефти к 2010 г. увеличилась по сравнению с 2005 г. почти на 14,1 млн.т, Тимано-Печорская провинция с приростом годовой добычи за тот же период в 8 млн. т/год (см. ниже – табл.4).

Решимость энергетических компаний выходить на арктические шельфы России и осваивать их представляется слабо обоснованной. Во-первых, разработка многих арктических месторождений нерентабельна, во-вторых, – в мире пока не создана техника и технологии добычи нефти на акваториях арктических морей. Чтобы реально выйти на шельфы надо пошагово (есть опыт Норвегии) продвигаться с технологиями. В Норвежской части Северного моря открыто 35 месторождений, 10 из них – рентабельны для разработки. Но следует заметить, что Норвежское и

ТАБЛИЦА 3. Структура прироста извлекаемых промышленных запасов нефти в России за период 2002–2010 гг., млн.т

Годы	Прирост за счет ГРП (данные ЦКР)	Списания		Прирост за счет переоценки, в т.ч. роста КИН	Годовая добыча	Изменение текущих запасов за год
		по ст. «разведка»	по ст. «переоценка»			
2010	588,6	-26,0	-83,6	256,0	485,8	+249,2
2009	588,9	-13,4	-193,9	234,8	477,2	+139,2
2008	621,2	-32,3	-179,0	292,0	471,6	+230,3
2007	590,0	-11,0	-115,1	598,9	473,6	+589,2
2006	657,6	-37,1	-501,0	549,3	462,0	+206,8
2005	390,7	-17,5	-295,0	389,7	451,62	+16,25
2004	269,7	-51,8	-98,0	188,4	442,1	-133,8
2003	260,4	-6,15	-141,3	134,7	407,0	-159,4
2002	220,3	-4,2	-138,8	127,1	366,8	-162,4
Всего за 2002–2010	+4187,4	-199,5	-1745,7	+2770,1*	-4037,0	+975,3

* - в т.ч. за счет повышения КИН: +2412,1 млн.т

Баренцево море (норвежская часть) к Арктическим морям можно отнести лишь условно: там практически нет льдов.

В России сегодня насчитывается 23 арктических месторождения, часть из которых расположена в заливах и губах Карского моря, многие являются шельфовыми продолжениями месторождений суши. В разработке пока находится Юрхаровское, простирающееся с суши в Тазовскую губу. Месторождение разрабатывается НОВАТЭКом с 2003 г. с берега. Сегодня годовая добыча газа – почти 25 млрд.м³, конденсата более 2,1 млн.т. С 2005г. добыча на этом месторождении превышает суммарное производство УВ во всех Арктических регионах мира. Подготовлено к разработке Штокмановское месторождение, однако начало работ постоянно откладывается из-за проблем с экономической эффективностью и технологическими проблемами. Гораздо более продвинута подготовка к освоению Приразломного месторождения в Печорском море. Но и там много подводных камней. Напомним, что по первоначальным планам ввод в разработку намечался на 2010 год.

Есть и существенные прорывы. В качестве достижений морского строительства в России можно

упомануть Варандейский терминал ОАО ЛУКОЙЛа с объемом отгрузки нефти до 12,5 млн.т/год.

Остальные программы освоения Арктического шельфа пока лишь научные изыскания и огромные затраты. Учитывая техническую и технологическую вооруженность наших компаний (даже вместе с Total, Statoil, ExxonMobil, Eni и др.) – это проекты далекого будущего. Рассчитывать на получение от них большой нефти и газа в ближайшие 20 лет не реально

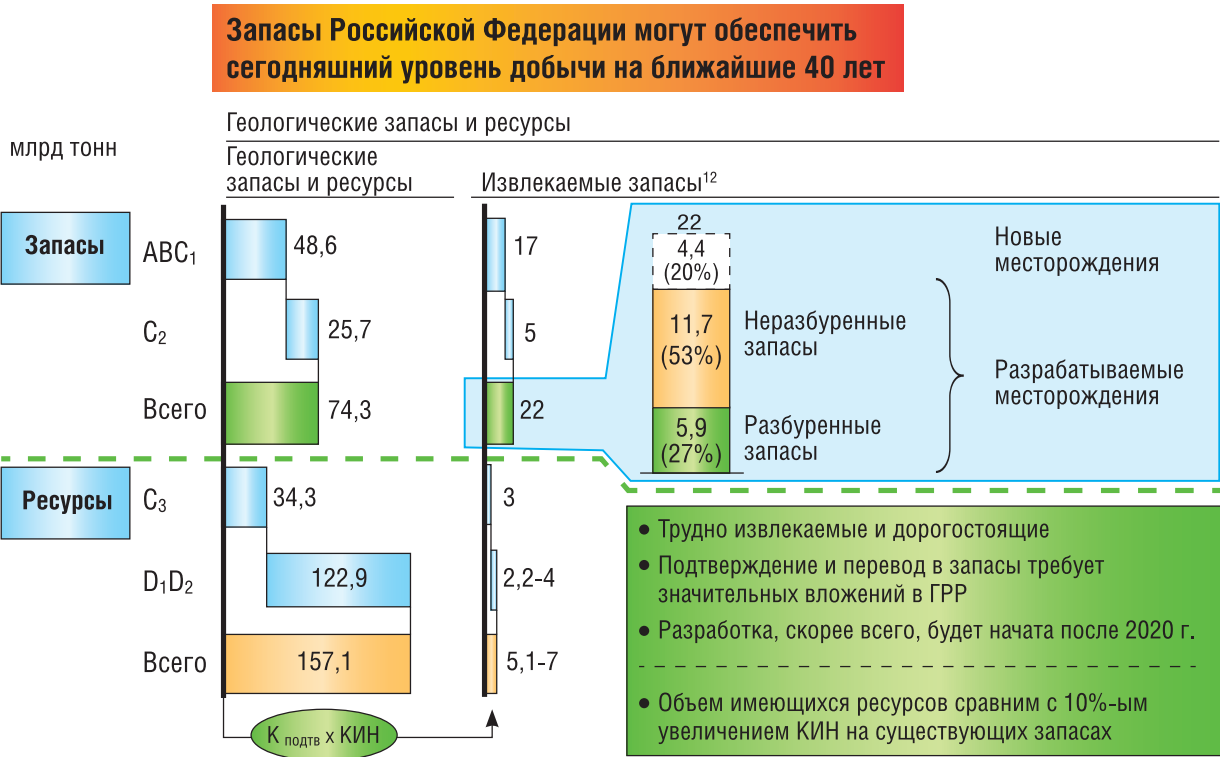
Отметим некоторые особенности стратегических долгосрочных документов. Так, в Генеральной схеме развития... к 2020 г. предусматривается резкое сокращение геологоразведочных работ за счет средств недропользователей: сейсморазведки 2D – до 4,0 тыс. км/год (примерно в 8 раз ниже по сравнению с 2010 г.), 3D – до 6 тыс.км²/год (снижение в 3,9 раза), разведочного бурения – до 300 тыс.м/год.(это с сегодняшних 747 тыс.м!). Спрашивается: на какой сырьевой базе будет развиваться ТЭК после 2020 г.? Ответа в Генсхеме нет!

Согласно Генсхеме (Рис. 7), все разбуренные на 1.01.2010 г. запасы к 2020 г. должны быть практически выработаны (по предлагаемому

«оптимальному сценарию» за 2010–2020 гг. планируется извлечь 5,6 млрд.т нефти из 5,9 млрд.т разбуренных). Отсюда, около 128 тысяч скважин (из 136 тысяч добывающих скважин России на 1.01.2011 г.) к 2020 г. должны быть выведены из освоения? Из неразбуренных запасов нефть не добывается. Следовательно, за 2010–2020 гг. фонд добывающих скважин необходимо восстановить, введя в эксплуатацию не менее 5,6 млрд.т новых запасов (при условии, что вновь разбуренные запасы по промысловым характеристикам будут не хуже находящихся в эксплуатации сегодня). Отсюда объем эксплуатационного бурения (только добывающих скважин) за этот период должен быть не ниже 320 млн.м, т.е. около 11,6 тыс. скважин в год с объемом эксплуатационного бурения 29 млн.м/год. Для справки: в 2011 г. объем эксплуатационного бурения в стране достиг 18 млн.м/год.(6146 скважин). Получается что объемы эксплуатационного бурения придется все же увеличить? Или нет?

Оказывается не надо. По планам Минэнерго для реализации «целевого сценария» развития нефтедобычи в России за 2010–2020 годы достаточно пробурить лишь 51333 эксплуатационных скважины. И можно ли это называть

РИС. 7. Состояние сырьевой базы нефти Российской Федерации



¹ С использованием коэффициентов перевода в запасы D₁D₂ = 0,1, C₃ = 0,25, C₂ = 0,5
² С учетом проектных КИН-ов (суммарный проектный КИН принимается равным 0,37)
Источник: Шматко С.И. Доклад по вопросу Генсхемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 г., г. Новокуйбышевск, 23.10.2010г.

ТАБЛИЦА 4. Возможные уровни добычи жидких УВ в России до 2030 г. из традиционных ресурсов нефти, млн.т

Регионы	2000	2005	2008	2010 факт	2015	2020	2025	2030	Накопленная добыча за 2010–2030 гг.
Нефть, млн.т									
Западная Сибирь*	214,1	321,2	321,73	307,62*	280 (285)	268 (272)	250 (256)	230 (233)	5593 (5689)
Волго-Урал	78,4	96,5	102,74	110,58	100 (105)	90 (96)	80 (85)	65 (70)	1894 (1989)
ТПП	12,2	23,0	27,88	31	33 (35)	34 (36)	33 (35)	32 (34)	691 (730)
Северный Кавказ	3,1	5,2	4,5	3,27	2,1 (2,9)	1,8 (2,1)	1,5 (1,8)	1,2 (1,5)	41 (49)
Сахалин (суша)	1,5	1,4	1,066	0,82	0,6	0,4	0,3	0,2	10
Калининградская обл.	0,75	0,7	0,606	0,55	0,4	0,3.3	0,2	0,1	6,4
Восточная Сибирь (с Ванкорской группой м-ний)	0,5	0,6	1,2	19,5	35 (38)	40 (45)	40 (45)	40 (45)	739 (821)
Шельф	1,8	3,1	11,87	12,43	15 (18)	22 (27)	25 (30)	25 (30)	418 (496)
Всего Россия	312,3	451,7	471,6	485,77	466,1 (484,9)	456,5 (478,8)	430,0 (453,3)	393,5 (413,8)	9392 (9790)
Конденсат (всего Россия)	8,3	14,6	13,66	15,62	20	25	30	30	507
Всего жидких УВ в России	320,6	466,3	485,3	501,4	486,1 (504,9)	481,5 (503,8)	460,0 (483,3)	423,5 (443,8)	9899 (10297)

* - возможные уровни добычи нефти, в скобках – благоприятный прогноз; основное условие – полное восполнение накопленной добычи 2010–2030 гг. приростом запасов, которые необходимо иметь в активной разработке к 2030 году

сохранением «текущего уровня эксплуатационного бурения»?

Таким образом, утвержденная Генсхема развития нефтяной промышленности не позволяет получить ответа на главные вопросы – механизмы развития сырьевой базы и поддержания уровней добычи.

Резюмируя отметим, что для дальнейшего развития нефтяной промышленности и достижения уровней добычи нефти, определенных в «ЭС-2030» или даже Ген.схеме развития, необходимо подготовить к 2025 г. и ввести в активную разработку к 2030 г. более 10 млрд.т рентабельных промышленных запасов (будем помнить, что существует лаг времени между открытием месторождения и выводом его на проектные уровни добычи). Отсюда реальные годовые приросты промышленных запасов нефти за счет ГРП в оставшиеся годы должны быть выше 800 млн.т/год. Отсюда необходимость поиска средств и разработка механизмов компенсации добытой нефти новыми активными запасами.

Для этого потребуется:

1. Резко нарастить темпы воспроизводства МСБ УВ в старых и планируемых районах добычи, для чего увеличить существующие сегодня объемы ГРП в 3–4 раза.
2. На государственном уровне закрепить мероприятия (льготы, условия доступа к нефтепроводам, централизованное строительство новых нефтепроводов, закрепление обязательств компаний по обеспечению загрузки) по развитию новых районов нефтедобычи в ЯНАО, НАО, Восточной Сибири, на акваториях.
3. Возродить систему ежегодного обсуждения планов развития, ГРП и прироста запасов с привлечением научно-исследовательских институтов науку.
4. Разработать программу НИОКР по технологиям и технике поисков, разведочного бурения и системно внедрять новое поколение отечественного оборудования, измерительной аппаратуры, программных средств, прогрессивных методов

и технологий в практику ГРП, разработку, переработку УВ сырья.

5. Обеспечить государственные гарантии прозрачных и стабильных условий недропользования (включая лицензирование), в т.ч. при создании новых долгосрочных инвестиционных проектов.
6. Разработать систему стимулирования применения технологий увеличения нефтеотдачи и освоения трудноизвлекаемых запасов.

Необходима ревизия и оптимизация мер государственной поддержки проектов, связанных с добычей УВ. Субсидии предприятиям ТЭК должны стимулировать производство ископаемых топлив (см. опыт Канады, США, Норвегии), а не служить источником получения сверхприбылей. Нужен разумный уровень фискальной нагрузки.

Последнее означает и другое: требуется обеспечить контроль за деятельностью компаний, которые в погоне за прибылью утратили нормативы на производство работ, используют не совсем законные схемы ухода от налогов. ●

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ

Нефтегазовый сервис является способом получения информации о состоянии и перспективах минерально-сырьевых ресурсов государства по результатам геолого-разведочных работ, сейсморазведки, бурения, геофизических исследований скважин на суше и море. Нефтегазовый сервис обеспечивает необходимый уровень добычи и транспорта нефти и газа (проектирование разработки и обустройства месторождений, ремонт скважин, автоматизация промыслов, повышение нефтеотдачи, строительство морских платформ и так далее). В информации, ключевом слове для нефтегазового сервиса, заключается его стратегическая значимость для безопасности страны, в том числе, в вопросах перевода экономики на высокие технологии, обеспечение государственной безопасности и ухода от сырьевой зависимости государства. Какую роль нефтегазовый сервис России играет сегодня в обеспечении технологической независимости государства?



Игорь Мельников,
Президент
НО «Союзнефтегазсервис»

По мнению большинства участников нефтегазосервисного рынка среди наиболее актуальных проблем нефтегазового сервиса, представляющих собой прямые угрозы энергетической, технологической и информационной безопасности России, являются:

- утечка стратегически важной первичной геологической информации о недрах за пределы Российской Федерации;
- монополизация рынка нефтегазосервисных услуг рядом зарубежных транснациональных корпораций (зарегистрированных в офшорных зонах);
- отсутствие государственного регулирования (прямого или косвенного – через нефтегазосервисные компании с государственным участием) российского нефтегазосервисного рынка;
- отсутствие необходимого контроля и надзора за учётом нефти на месторождении.

Все эти проблемы можно выразить одной фразой – угрозу потери технологического суверенитета. Под потерей технологического суверенитета мы, в данном случае, понимаем процесс, когда страна утрачивает способность осуществлять промышленную деятельность на основании собственных технологий, пользуясь исключительно заимствованными. Этот процесс приводит к тому, что страна становится зависимой от иностранных компаний в технологическом отношении, но не

только. Позволяя проникать на свой рынок только иностранным поставщикам технологий, страна утрачивает контроль во всех сферах промышленного производства. Применительно к нефтегазовой отрасли это – контроль над информацией о запасах, контроль над разведкой и добычей углеводородного сырья. Кроме того, теряя свой технологический потенциал сейчас, она теряет его на весьма далекую перспективу, поскольку воссоздать его «с нуля» – необычайно сложное и капиталоемкое предприятие. Именно такая ситуация на данный момент сложилась в постсоветской России.

Следует отметить, что эти проблемы признаются и осознаются руководством нашего государства и привлекают внимание компетентных органов. Так, на выездном совещании Секретаря Совета Безопасности РФ в Уральском федеральном округе, состоявшемся 28-29 марта 2012 года в Ханты-Мансийске, было отмечено, что реальная угроза монополизации российского рынка нефтегазосервисных услуг со стороны западных компаний в настоящее время является системной проблемой отрасли и оказывает негативное влияние на обеспечение энергетической безопасности России. При сохранении данной ситуации в неизменном виде неизбежна потеря технологического суверенитета Российской Федерации в нефтегазовом

комплексе. В связи с этим, одним из решений Совета Безопасности по этому вопросу было подготовить и внести в Правительство Российской Федерации предложения по стимулированию недропользователей к закупкам и применению программного обеспечения, техники и оборудования российского происхождения, в том числе в рамках совершенствования законодательства России о недрах.

Такое решение было принято не случайно – разработка и внедрение собственных конкурентоспособных технологий в нефтегазовом комплексе позволит если не решить, то существенно уменьшить до контролируемого уровня вышеперечисленные угрозы, так как именно наличие и использование технологий является основным компонентом обеспечения технологического суверенитета государства.

На Западе это понимают давно. Там проблемами технологической инновации занимаются серьезно, прежде всего, в рамках специальных структур – «технологических платформ» (technology platform). Они представляют собой стартовую площадку для дальнейших разработок инновационных технологий, в основе которой лежит технология, являющаяся ключевой

компетенцией (конкурентным, часто уникальным преимуществом одной компании перед другими). На основании такой технологии разрабатывается семейство производных технологий в рамках одного направления. Разработанные на основе такой технологической платформы новые технологии применяются в самых разнообразных отраслях промышленности и служат для производства различных товаров, на первый взгляд зачастую не имеющих прямого отношения друг к другу. В качестве простой иллюстрации использования технологической платформы часто приводят три разных товара: фотоаппарат, аккумулятор и принтер. Все эти три товара (продуктовая линейка на самом деле гораздо более обширная) произведены в данном случае одним производителем в рамках единой технологической платформы компании Canon, специализирующейся на микроэлектронике и высокоточной механике.

В качестве примера назовем некоторые из реально существующих европейских технологических платформ:

- Европейская технологическая платформа по интеллектуальной системной интеграции EpsSS (European Technology Platform on Smart Systems Integration)
- Европейская технологическая платформа по рациональному использованию запасов полезных ископаемых ETP SMR (European Technology Platform on Sustainable Mineral Resources)
- Европейская технологическая платформа по промышленной безопасности ETPIS (European Technology Platform on Industrial Safety)
- Европейская технологическая платформа по коммуникационным сетям eMobility (European Technology Platform for communication networks)
- Европейская технологическая платформа по сетевому программному обеспечению и сервисным программам NESS1 (Networked european software and services initiative)

Передовой европейский опыт постепенно начинает переноситься и на российскую почву –

формат создания российских технологических платформ активно обсуждается в Правительстве РФ. Так, подобное обсуждение происходило 2 августа 2010 г. на заседании Президиума Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям. На данном заседании также было отмечено, что к настоящему времени в инициативном порядке подготовлены предложения по 14 технологическим платформам, поступившие как от крупнейших государственных корпораций, так и от отраслевых объединений. К



сожалению, несмотря на то, что в российском нефтегазовом сервисе есть все предпосылки для создания отечественных технологических платформ, из 14 вышеупомянутых нет ни одной относящейся непосредственно к ТЭК.

В связи с этим среди российских ученых и разработчиков возникла идея внедрения такой платформы на базе технологии высокопроизводительных компьютерных вычислений. Понятие «высокопроизводительные компьютерные вычисления» (high-performance computing, ВПКВ) объединяет в себе «суперкомпьютеры» и «распределённые/грид вычисления». Как правило, высокопроизводительные компьютеры определяются как отдельно стоящие или объединённые в сеть компьютеры, производящие «крайне сложные вычисления за очень короткое время». Суперкомпьютер

представляет собой один отдельно стоящий не имеющий аналогов компьютер. Распределённые/грид сети представляют собой группу компьютеров, расположенных либо на одной площадке, либо на разных расстояниях, и объединённых в одну сеть (например, посредством интернета или локальной компьютерной сети). Каждый тип вычислительной мощности имеет свои преимущества в зависимости от области использования. Суперкомпьютеры зачастую предоставляют более быстрые вычислительные мощности

и, как правило, используются при исследованиях сложных и многофакторных задач (например, криптографический анализ, моделирование изменений климата). Кластерные компьютеры (технологии распределённых/грид вычислений) предоставляют возможность использовать коммерчески доступную стандартную элементную базу, что позволяет существенно снизить затраты на покупку кластерных компьютеров. Суперкомпьютерные технологии, являясь технологиями уровня N-1, позволяют разрабатывать новые материалы и технологические решения, обеспечивающие обладающей ими стране быть вне конкуренции (конкурентное преимущество) и существенно оторваться от других производителей товаров и услуг.

Понимание всей важности этой проблемы достигнуто на самом высоком уровне управления нашей страны. Так, на заседании

МВК Совета Безопасности РФ по информационной безопасности от 11 декабря 2008 года были приняты «Основы государственной политики в области создания и применения суперкомпьютерных и грид-технологий в интересах обеспечения национальной безопасности», определяющие цели, принципы, задачи и приоритетные направления создания и применения суперкомпьютерных технологий, в том числе в нефтегазовой отрасли. По мнению широкого круга экспертов, необходимо ускорить работу над проектом по созданию «Российской технологической платформы высокопроизводительных вычислений в ТЭК» (российский специализированный аналог Европейской технологической платформы по встроенным вычислительным системам Артемис) с привлечением всех заинтересованных участников.

Так, в рамках проекта новой технологической платформы предусматривается использование вычислительных мощностей суперкомпьютеров МГУ им. М.В. Ломоносова, центра высокопроизводительных вычислений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, суперкомпьютеров семейства «СКИФ», а также потенциал сервисных и ИТ-компаний, обладающих конкурентным программным обеспечением в области сейсмического и гидродинамического моделирования с возможностью параллельных вычислений.

Под потерей технологического суверенитета мы, в данном случае, понимаем процесс, когда страна утрачивает способность осуществлять промышленную деятельность на основании собственных технологий, пользуясь исключительно заимствованными

В качестве базовых интегрированных решений предлагаемой технологической платформы предусматривается (помимо прочего):

- кратное увеличение скорости и существенное повышение плотности расчета геолого-гидродинамических моделей углеводородных залежей;
- удаленный мониторинг и оперативный контроль при поиске, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений;

- 3D/4D визуализация;
- ГЛОНАСС/GPS синхронизация информационных потоков по времени;
- гармонизация стандартов передачи и хранения данных и др.

Формирование «Российской технологической платформы высокопроизводительных вычислений в ТЭК» следует рассматривать одним из инструментов реализации национальных приоритетов научно-технологического развития и развития научно-производственных связей. При этом создание и функционирование данной платформы позволит уточнить приоритеты в рамках существующих инструментов государственной поддержки инноваций.

Следует отметить, что на данный момент идея создания такой технологической платформы активно обсуждается с крупными производителями на всех уровнях.

В основе данной платформы в России лежит целый ряд высококонкурентоспособных технологий нефтегазового сервиса, зачастую качественно превосходящих имеющиеся аналоги на международном рынке, которые могли бы стать ядром отечественной нефтегазовой технологической платформы. Среди таких технологий можно выделить целый комплекс новых российских технологий, объединённых в рамках системы интерактивного управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений «Унофактор». Любое технологическое решение,

задействованное в данной системе, российского или зарубежного происхождения, дополняет и расширяет возможности остальных используемых технологий, обеспечивая при этом полную совместимость и масштабируемость на любом уровне совместного использования. В настоящее время большинство нефтегазодобывающих компаний при разработке месторождений постоянно проводят сложный многоплановый мониторинг для получения информации



о ходе выполняемых работ и их эффективности. В сферу мониторинга попадают области геолого-технических мероприятий в рамках комплекса разработки месторождений: от бурения новых скважин, подсчетов запасов углеводородного сырья до проектирования и регулирования разработки месторождений, планирования и выполнения ГТМ, а также прогнозирования и оценки их эффективности.

Этой работой заняты многочисленные внутренние и внешние подразделения компаний, часто имеющие свои собственные конечные цели, задачи и сроки, использующие свои программные продукты при сборе данных и проведении моделирования. На основе поступающих от этих узлов информационных данных, их анализа и выводов далее принимаются управленческие решения. При этом поступление некоторых новых данных и результатов интерпретации часто приводит к необходимости обновления (полного или частичного) геологических моделей, что, несомненно, оказывает

критическое влияние на ключевые этапы разработки месторождений. В свою очередь, такая задержка информации или её согласования, а также отсутствие координации в работе служб приводит к разрывам в непрерывном процессе разработки и нарушениям интерактивного управления жизненным циклом месторождений, что неминуемо ведет к потере экономической эффективности добычи. Решение данных проблем, возникающих постоянно и, как правило, затрагивающих всю организационную структуру компании на различных уровнях осложняется использованием внутри компании разноформатных узконаправленных технологических решений, зачастую несовместимых друг с другом. Решение тех или иных узких мест в таких случаях не приводит к технологическому совмещению и налаживанию широкоформатного мониторинга жизнедеятельности.

Внедрение системы интерактивного управления жизненным циклом нефтегазового месторождения «Унофактор» предоставляет нефтегазодобывающим

компаниям возможность проводить вышеуказанный мониторинг в рамках полного жизненного цикла месторождений, позволяя использовать данные, накопленные компанией в процессе работы за всю историю разработки, и предлагая новый взгляд на возможности компьютерного геолого-гидродинамического моделирования месторождений.

Саму систему интерактивного управления жизненным циклом нефтегазового месторождения «Унофактор» можно сравнить с виртуальной площадкой, представляющей непрерывный интерактивный процесс обмена данными между несколькими параллельно протекающими процессами и эффективный просчет поступающей информации на современных многоядерных вычислительных платформах. И если некоторое время назад подобные программные решения и кластерные системы были доступны лишь крупнейшим корпорациям, то сегодня любая, в том числе небольшая, сервисная компания сможет позволить себе работу на «Унофактор», обеспечивая при

этом полный контроль над любой поступающей и обрабатываемой информацией.

Технология разработана с учётом международных открытых стандартов обмена данными (в частности, например, WITSML, RESQML, PRODML, разработанные международным некоммерческим консорциумом «Energistics»), поступающими в процессе разведки, разработки и эксплуатации месторождений. Необходимо отметить, что уже на стадии концепта, создание данной системы привело к разработке и появлению других смежных программных продуктов, закрывающих существующие технологические пробелы, как в случае с российской технологией удалённого мониторинга Wellook. Недавно разработанная и уже успешно применяемая технология Wellook позволяет объединить в единую технологию все типы ведущих отечественных и зарубежных станций геолого-технологических исследований, станций LWD/MWD, станций контроля цементирования, системы контроля процесса бурения, системы геофизических исследований в скважине на трубах с пакетами моделирования и углубленного анализа данных ведущих мировых производителей программного обеспечения.

Особенностью системы «Унофактор» является также постоянное усовершенствование используемых в её структуре технологических решений. Так, в частности, постоянно ведутся работы по технологическому совершенствованию симулятора гидродинамического моделирования tNavigator, использующего в своей работе алгоритмы высокопроизводительных параллельных вычислений. Более того, появление любого технологического решения в структуре системы «Унофактор» автоматически означает, что данное технологическое решение использует и ориентировано на использование высокопроизводительных компьютерных вычислений. Необходимость использования современных стандартов высокопроизводительных параллельных вычислений объясняется тем, что в рамках предлагаемой российской системы «Унофактор» используются данные

ГТИ, ГИС, ГДИС и другие данные для создания максимально точной геолого-гидродинамической модели, обновляемой в режиме реального/близко к реальному времени. Используемые программные средства предоставляют возможность проводить максимально детальные расчеты, что повышает точность создаваемых моделей, а вычислительная техника новейшего уровня увеличивает количество просчитываемых вариантов предлагаемых для дальнейшего выбора хода и оптимизации работ по регулированию разработки месторождений.

Все используемые в рамках системы «Унофактор» программные продукты являются если не лидерами, то высококонкурентоспособными в своей отрасли. В частности, в настоящее время, единственным конкурентом российского tNavigator является саудовская разработка GigaPOWERSTM, при этом по ряду аспектов российская разработка превосходит зарубежный аналог.

Проблемы энергетической безопасности и обеспечения технологического суверенитета обсуждались также на международной научно-практической конференции «Геолого-технологическое сопровождение строительства скважин в системе управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений» (14–18 мая 2012 г.). Одним из ключевых мероприятий данной конференции было заседание Круглого стола «Российский нефтегазовый сервис и энергетическая безопасность», в котором участвовали представители администрации Президента РФ, Минэнерго РФ, «Росгеология», ЦКР «Роснедра» и ведущих нефтесервисных компаний. В рамках Круглого стола представители государственных структур и нефтегазосервисных компаний обсуждали угрозу утраты нашей страной технологического суверенитета. Участники пришли к единогласному мнению, что в России существуют конкурентоспособные отечественные нефтегазовые технологии, которые могут быть объединены и внедрены в рамках системы управления жизненным циклом нефтегазового месторождения. Предлагаемая система позволяет интегрировать



в себе различные программы и платформы, в частности, всего шесть месяцев потребовалось специалистам, чтобы согласовать единые процедуры взаимодействия платформы Атолл с Системой интерактивного управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений «Унофактор».

Ещё одним ключевым вопросом, который нельзя не затронуть в связи с проблематикой технологического суверенитета и энергетической безопасности, является тема «нефтеконтроля». Принятые в 2011 году Федеральным Собранием РФ законы №382-ФЗ и №256-ФЗ обеспечили необходимую нормативно-правовую базу для внедрения этой важной государственной программы. Суть программы состоит в том, чтобы обеспечить максимальный контроль за добычей, переработкой, транспортировкой и продажей нефтегазовых ресурсов нашей страны, для наиболее эффективного и рационального использования ТЭК, перекрытия «серого рынка» нефтегазоторговли. Причем осуществляется данный контроль новейшими программно-аппаратными средствами – при помощи создаваемой специально государственной электронной информационной системы (ГИС). Все промышленные субъекты, работающие в ТЭК, согласно этой программе, обязаны безвозмездно предоставлять все необходимые данные в эту систему. Потребность в реализации программы «Нефтеконтроль», однако, в свою очередь, ставит другую важную проблему – проблему точности измерений, которая на данный

момент оставляет желать лучшего. Так, эксперты отмечают, что на данный момент мы имеем большие проблемы с определением точного количества добываемой нефти, сжигаемого попутного газа, перекачиваемого природного газа в связи с несовершенством или даже прямым отсутствием необходимых приборов (зачастую при наличии конкурентоспособных российских технологий, которые по какой-то причине остаются невостребованными). Все это ставит во главу угла роль метрологического обеспечения нефтегазовой отрасли, которая в постсоветскую эпоху переживает не лучшие времена. В частности, эти вопросы затрагиваются на проходящей 8–12 октября 2012 года научно-практической конференции в Суздале, посвященной актуальным проблемам метрологии.

Подводя итог сказанному, следует отметить, что российский нефтегазовый сервис на данный момент находится в нелегком и неоднозначном положении. С одной стороны, нефтегазовая отрасль остро нуждается в новейших технологиях для осуществления своей деятельности. С другой стороны, отечественный нефтегазовый сервис испытывает большое давление со стороны иностранных конкурентов, что может угрожать утратой технологического суверенитета, а потому отечественные компании нуждаются в помощи, как со стороны государства, так и отечественных нефтегазовых добывающих компаний. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

6–9 ноября

«ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ - 2012»

Киев

7–9 ноября

VIII Международная специализированная выставка

«Передовые Технологии Автоматизации. ПТА-Урал 2012»

Екатеринбург

14–16 ноября

Вторая межрегиональная специализированная выставка

«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО - 2012»

Якутск

27–29 ноября

Международная выставка и конференция

«Силовая Электроника»

Москва, Крокус Экспо

НОЯБРЬ

П	5	12	19	26
В	6	13	20	27
С	7	14	21	28
Ч	1	8	15	22
П	2	9	16	23
С	3	10	17	24
В	4	11	18	25

21–23 ноября

VI Международная Специализированная Выставка

«Нижневартовск. Нефть. Газ–2012»

Нижневартовск

27–28 ноября

IV Выставка «Нефтебазы и наливные терминалы» в рамках Oil Terminal 2012»

Санкт-Петербург

27–29 ноября

Форум «НЕФТЬ. ГАЗ. ПРОМЫШЛЕННОСТЬ»

11-я Российская выставка с международным участием «Трубопроводные системы, строительство, эксплуатация, ремонт»

Сингапур

27–30 ноября

Международная выставка и Конференция Нефтегазовой Индустрии

«OSEA - 2012»

Сингапур

АЛЬТЕРНАТИВА ТРАДИЦИОННОЙ НЕФТИ: ГДЕ ЕЕ ИСКАТЬ?

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли России и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов. На сегодня их запасы составляют от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что в 5-6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющих примерно 162 млрд. тонн. Особые перспективы применения связаны с внедрением технологий производства синтетической нефти, к которой, например, относится почти половина канадской нефти, растут темпы добычи битумов и производства нефти на его основе в Венесуэле. В России геологические запасы высоковязкой нефти и битумов составляет от 6 до 75 млрд. тонн. Высокая вязкость делает эти нефти очень сложными в плане переработки, для этого требуются специальные дорогостоящие технологии. Не смотря на то, что высоковязкие нефти и природные битумы

уже рассматриваются рядом стран в качестве альтернативы традиционной нефти, они по-прежнему остаются не самым популярным сырьем. На рынке высоковязкие нефти стоят дешевле, как и полагается нефтям из категории низкосортных, поэтому большая охота на нее еще не началась. Тех, кто первым займется ее промышленной добычей ждут большие прибыли. Пока же немногие российские компании готовы вкладывать значительные средства в разработку месторождений и переработку высоковязких нефтей. На прошедшей в сентябре 2012 г. в Казани конференции «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений» специалисты отрасли обсудили самые актуальные вопросы и перспективы, связанные с добычей высоковязких нефтей и природных битумов. О чем говорили эксперты?

Александр Власов

Сегодня добыча природных битумов и высоковязких нефтей убыточна. Специалисты отрасли сходятся во мнении, что для стимулирования освоения месторождений высоковязких нефтей необходимы срочные меры. Освоение этих ресурсов, как и любое новшество требует применения новых дорогих технологий, освоить которые компаниям, без государственной поддержки зачастую не под силу.

О проблемах при разработке и эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью, природных битумов и возможных путях их решения, рассказала на конференции представитель Министерства энергетики Республики Татарстан Т.М. Муртазина.

Она отметила, что в последние годы, наряду с разработкой нефтяных месторождений, месторождений с высоковязкой нефтью, резко возрос интерес к разработке месторождений природных битумов.

Это связано с рядом причин.

Во-первых, большинство месторождений республики вступили в последнюю,

Вопросы комплексного использования природных битумов практически не решены из-за несовершенства промышленных методов добычи, транспортировки, переработки, отсутствия методов извлечения попутных компонентов, организации учета сырьевых ресурсов всех попутных компонентов. Одним из проблемных вопросов является соблюдение экологических норм при разработке битумных месторождений.

Республика Татарстан располагает значительным ресурсным потенциалом сверхвязких нефтей, освоение которых сдерживается из-за отсутствия инвестиций в разработку месторождений и эффективных технологий, позволяющих вести рентабельную добычу углеводородов и получать высококачественные и конкурентоспособные продукты.

Опытно-промышленные работы по добыче сверхвязкой нефти осуществляются скважинным способом с 1979 г. на Мордово-Кармальском и с 1993 г. на Ашальчинском месторождениях. С 2006 г. на Ашальчинском месторождении начат пилотный проект по испытанию

недопущение прорыва пара в добывающую скважину из паронагнетательной, получение максимального дебита нефти при оптимальных величинах паронефтяного отношения. Достигнуто текущее паронефтяное отношение на уровне передового зарубежного опыта – менее 3.

Начато испытание пароциклического метода добычи нефти на одиночной в вертикальном разрезе горизонтальной скважине. Внедрение технологии показало перспективность работ – горизонтальные скважины дают от 20 и более тонн нефти в сутки (при среднем дебите нефти обычной скважины – 4 т/сут), что в 8-10 раз больше, чем из вертикальных скважин.

В целях рациональной разработки месторождения и эффективной эксплуатации скважин, внедрены новые технологии для ограничения выноса песка и для контроля за распределением пара по стволу скважины. Запланированы также испытания и других инновационных технологий, таких как закачка пара и отбор нефти через горизонтальные скважины путем чередующейся закачки и отбора, закачка горячей воды, внутрипластовое горение и использование бинарных смесей для нагрева пластов.

В настоящее время на опытном участке на Ашальчинском месторождении пробурено девять пар горизонтальных для технологии парогравитационного дренажа (SAGD), семь из которых находятся в эксплуатации.

БАССЕЙНЫ: Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский, Енисейско-Анабарский

четвертую стадию, разработки, характеризующуюся высокой обводненностью и возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов.

Во-вторых, с истощением активно разрабатываемых месторождений становится актуальным восполнение минерально-сырьевых ресурсов за счет постановки на баланс месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН), природных битумов (ПБ) и битумосодержащих пород (БСП).

В-третьих, с повышением цен на нефть на мировом рынке.

Разработка месторождений тяжелых нефтей велась и раньше, в прошлом столетии, но небольшими объемами. С падением цен на нефть добыча была прекращена.

На данном этапе на территории Российской Федерации добыча ПБ в промышленном масштабе не ведется, разработка осуществляется лишь в опытном режиме, из-за убыточности их добычи.

модифицированной технологии теплового воздействия через двухустьевые горизонтальные скважины. Участок включает три пары двухустевых скважин с длиной горизонтального ствола от 200 до 400 м.

Наиболее изученные месторождения, использующиеся в качестве объектов опытно-промышленной разработки высоковязкой нефти и природных битумов: Усинское и Ярегское (республика Коми), Гремихинское, Мишкинское, Лиственское (Удмуртия), Южно-Карское, Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское (Краснодарский край), Ашальчинское и Мордово-Кармальское (Татарстан)

Разработана методика управления процессом парогравитационного воздействия с помощью двухустевых горизонтальных скважин (ГС), обеспечивающая создание паровой камеры и равномерный прогрев межскважинной зоны,

В целом с начала освоения опытного участка добыто более 100 тыс. тонн нефти.

Добытая сверхвязкая нефть используется в основном в дорожном и промышленном строительстве.



В мировой практике разработки месторождений с высоковязкой тяжелой нефтью известно довольно много опробованных технологий их добычи. Однако промышленно освоенными считаются только тепловые методы и закачка двуокиси углерода.

Особенности состава и свойств компонентов ПБ обуславливают неприемлемость традиционных технологических схем переработки, используемых для обычных нефтей.

Проблема определяется следующими обстоятельствами. Высокое содержание ряда металлов и их соединений, прежде всего ванадия и никеля в ПБ и тяжелых нефтях, наносит существенный ущерб перерабатывающему оборудованию и технике, резко снижая эксплуатационные качества нефтепродуктов. Кроме того, загрязнение атмосферы летучими окислами ванадия при добыче ванадий содержащих нефтей обостряет экологическую обстановку. При этом возможность извлечения металлов из ПБ повышает их товарную ценность, а в условиях дефицита на некоторые виды металлов ставит рассматриваемую проблему в разряд государственных.

Также одной из проблем при оперативном контроле эффективности и последующего регулирования разработки месторождений является обеспечение достоверного учета сверхвязкой нефти (измерения дебита скважин, перекачки нефти и закачиваемой жидкости в пласт), особенно с вязкостью нефти более 100 сантистокс.

Стандартные средства, применяемые для учета обычной нефти, совершенно непригодны для учета тяжелой нефти. Проблема усугубляется в зимнее время в связи с ухудшением погодных

Активные работы по изучению, совершенствованию и созданию технологий разработки залежей тяжелых нефтей ведут ОАО «Татнефть», ОАО «Лукойл», ОАО «РИТЭК», ОАО «Коминетфть», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Северная нефть»

условий. РНТЦ «ВНИИнефть» (Бугульма) и «ВНИИР» (Казань) разработан проект, позволяющий повысить степень точности измерений до 0,15%.

Для повышения рентабельности и эффективности добычи тяжелой нефти, Минэнерго РФ предлагает с 1 июля 2012 г. ввести для компаний,

добывающих сверхвязкую нефть, десятилетний льготный период по экспортной пошлине, которая составит 10% обычной ставки.

Среди компаний, которые могут выиграть от установления льгот по экспортной пошлине на сверхвязкую нефть, входит и ОАО «Татнефть».

Следует также отметить, что ОАО «Татнефть» пользуется льготой по НДС для выработанных месторождений, а также нулевой ставкой по НДС для разработки высокотратных месторождений ПБ. При ценах на нефть выше 110 долл./барр. разработка тяжелой

нефти выгодна, несмотря на высокие эксплуатационные затраты.

О других проблемах, связанных с освоением запасов высоковязких нефтей и природных битумов, а также о необходимости участия государства в этом процессе читайте далее в разделе, посвященном этому вопросу. ●

14-я международная специализированная выставка ЭНЕРГЕТИКА РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

**XIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ СИМПОЗИУМ
«Энергоресурсоэффективность
и энергосбережение»**



**5-7 декабря
КАЗАНЬ, 2012**

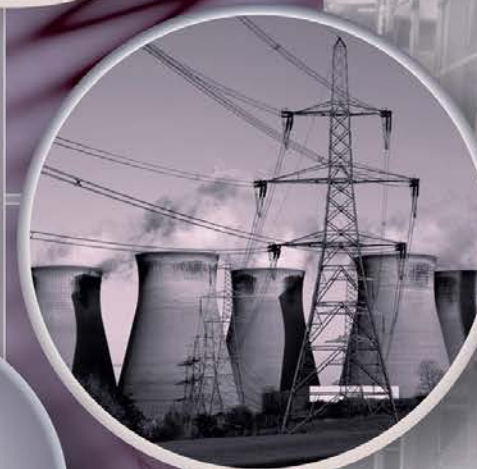
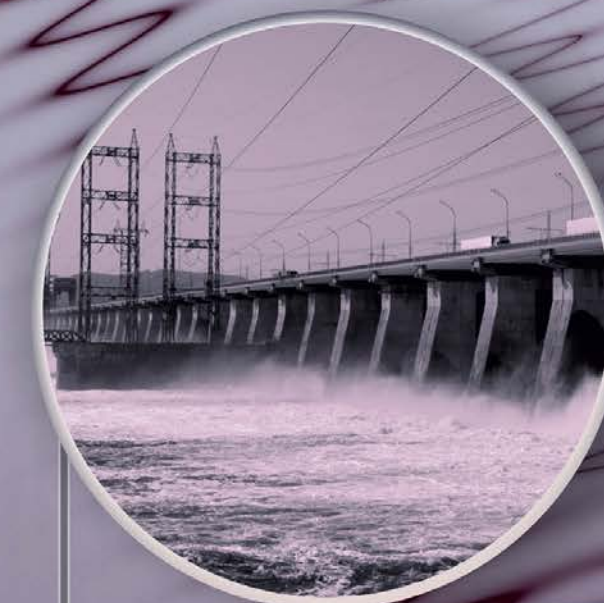


ОРГАНИЗАТОРЫ:
Министерство промышленности и торговли РТ,
Центр энергосберегающих технологий РТ
при Кабинете Министров РТ,
Мэрия г. Казани,
ОАО «Казанская ярмарка»
при поддержке Президента и Правительства РТ

В ПРОГРАММЕ:
Заседание Правительства РТ
о реализации целевой программы
«Энергосбережение и повышение
энергетической эффективности в
Республике Татарстан на 2010 – 2015 годы
и на перспективу до 2020 года».

XIII международный симпозиум
«Энергоресурсоэффективность
и энергосбережение».

Конкурс энергоэффективного
оборудования и технологий



www.expoenergo.ru

Генеральный
Интернет-спонсор



Генеральный
Информационный спонсор



ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»,
420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),
факс: 570-51-23
E-mail: 5705106@expokazan.ru,
kazanexpo@telebit.ru

ИНФОРМАЦИОННАЯ СЛУЖБА СИМПОЗИУМА:
ГАУ «Центр энергосберегающих технологий
Республики Татарстан»
при Кабинете Министров Республики Татарстан»
тел. (843) 272-99-43, 272-19-21, 272-19-31,
e-mail: cetrt@mail.ru,
сайт: cet.tatarstan.ru



ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ И ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ: ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧАСТИЕ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проблема освоения нетрадиционных видов углеводородного сырья, к которым относятся и природные битумы, является крайне актуальной особенно для старых нефтедобывающих регионов с высоким промышленным потенциалом, развитой инфраструктурой и высококвалифицированными кадрами. Какая роль должна быть отведена государству в вопросе повышения эффективности разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов?

Амур Яртиев,
Заведующий сектором экономики
разработки и добычи нефти,
ТатНИПНефть

Природные битумы – полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, залегающие в недрах в твердом, вязком и вязко-пластичном состояниях. Они, как и битуминозные породы – ценное многоцелевое сырье для многих отраслей промышленности. Для ТЭК – это дополнительный источник углеводородного сырья. Строительная промышленность использует их как компоненты асфальтобетонных смесей и ЛКМ. В металлургической отрасли – попутные металлокомпоненты.

По оценке Организации Объединенных Наций, мировые геологические ресурсы природных битумов составляют примерно 260 млрд т, а их извлекаемые ресурсы в 70 млрд т, из которых около 70% находятся в Канаде

По оценке Организации Объединенных Наций, мировые геологические ресурсы природных битумов составляют примерно 260 млрд т, а их извлекаемые ресурсы в 70 млрд т, из которых около 70% находятся в Канаде.

Относительно географии запасов высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ) следует отметить то, что бассейны с этими углеводородами распространены в основном на европейской территории России: Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский. Исключение составляет Енисейско-Анабарский бассейн с ВВН, который находится в Восточной Сибири. На территории этих бассейнов содержится большое количество

месторождений труднодобываемого сырья. Из них можно выделить наиболее известные, изученные и разрабатываемые месторождения, такие как: Усинское и Ярегское (Республика Коми), Гремихинское, Мишкинское, Лиственское (Республика Удмуртия), Южно-Карское, Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское (Краснодарский край), Ашальчинское и Мордово-Кармальское (Республика Татарстан).

Основные месторождения ПБ располагаются на внешних бортах мезозой-кайнозойских краевых прогибов, примыкающих к щитам и сводам древних платформ (Канадский, Гвианский щиты, Оленекский свод). Месторождения могут быть пластовые, жильные, штокверковые.

Пластовые месторождения (до 60 м) охватывают нередко многие тысячи квадратных километров (Атабаска, Канада).

Жильные и штокверковые месторождения формируются

на путях вертикальной миграции углеводородов по тектоническим трещинам, зонам региональных разрывов. Крупнейшие жильные тела в Турции (Харбол, Авгамасья) достигают длины 3,5 км при мощности продуктивного коллектора 20-80 м и прослеживаются до глубины 500 м.

Покровные залежи образуются за счет излившихся на поверхность нефтей. Известны так называемые асфальтовые озера (Охинское на Сахалине, Пич-Лейк на о. Тринидад, Гуаноко в Венесуэле).

Природные битумы генетически представляют собой в различной степени дегазированные, потерявшие легкие фракции, вязкие, полутвердые естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты). Кроме повышенного содержания асфальтено-смолистых

Запасы тяжелой нефти и битумов в мире – 6 трлн баррелей, из них 2 трлн баррелей относится к категории извлекаемых. Россия в настоящее время – страна с «замороженными» возможностями в решении проблемы их освоения

компонентов (25–75% мае.), высокой плотности, аномальной вязкости, обуславливающих специфику добычи, транспорта и переработки, ПБ отличаются от маловязких нефтей значительным содержанием серы и металлов, особенно пятиокиси ванадия (V2O5) и никеля (Ni) в концентрациях, соизмеримых с содержанием металлов в промышленных рудных месторождениях в России и за рубежом.

Наиболее обогащены указанными компонентами ПБ месторождения Волго-Уральской провинции. Так, в битумах (мальта-высокосмолистая нефть) содержание серы достигает 7,2% мае., а V2O5 и Ni соответственно 2000 г/т и 100 г/т. В асфальтитах Оренбуржья концентрация серы 6–8% мае., а V2O5 и Ni соответственно 6500 г/т в 640 г/т.

Таким образом, месторождения природных битумов необходимо рассматривать не только как источник мономинерального сырья для получения только нефти и продуктов ее переработки, а, прежде всего, с позиций поликомпонентного сырья.

В России основные перспективы поиска ПБ связаны с породами

ТАБЛИЦА 1. Международная классификация тяжелых нефтей и битумов

Класс	Нефть (вязкость <10Па·с)					Битумы (>10Па·с)
	обычная	средняя	полу-тяжелая	тяжелая	экстра-тяжелая	
Плотность, кг/м³	<904	904-934	934-966	966-1000	>1000	>1000
Содержание асфальтенов, %	–	–	7-2	15-6	27-7	

пермских отложений центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Как раз на той территории, где запасы обычной нефти выработаны в наибольшей мере по сравнению с другими нефтедобывающими регионами России.

Почти 36% запасов ПБ России находятся на территории

трлн баррелей, из которых 2 трлн баррелей относится к категории извлекаемых. Несмотря на значительные разведанные запасы тяжелых нефтей и ВВН, Россия в настоящее время является страной с «замороженными» возможностями в решении проблемы их освоения.

Если ВВН рассматривать как источник востребованных в мире топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), за счет ввода их в разработку Россия ежегодно могла бы дополнительно добывать 25–30 млн т.

По данным различных исследователей в России находится от 30 до 75 млрд т прогнозных ресурсов ПБ всех типов, освоение которых без инновационных подходов практически невозможно, даже если их значительные ресурсы залегают в благоприятных регионах с довольно развитой инфраструктурой, как, например, в Татарстане. Проблема их освоения актуальна как для республики Татарстан, так и для других регионов Российской Федерации.

По международной классификации тяжелых нефтей и ПБ часть месторождений ПБ в РТ можно отнести к тяжелым нефтям. ПБ РТ залегают на глубине до 400 м, они представляют собой окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с





высоким содержанием серы (3,7–7%), масел (5,8–88%), смол (8,7–57%), асфальтенов (3,3–61%), ванадия (до 0,08%), никеля (до 0,024%). Огромные значения вязкости углеводородного сырья (УВС) в пермских отложениях республики Татарстан, и пользуясь международной классификацией, позволяют отнести эти запасы и ресурсы к ПБ.

Проблема освоения нетрадиционных видов УВС, к которым относятся ПБ, является крайне актуальной особенно для старых нефтедобывающих регионов с высоким промышленным потенциалом, развитой инфраструктурой и высококвалифицированными кадрами. Для Татарстана стоит задача сохранения и развития экономического потенциала, связанного с ПБ, и максимально возможным извлечением сопутствующих ценных компонентов.

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелой нефти и битумов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной выработки запасов углеводородов при их эффективной добычи. Более 2/3 извлекаемых запасов «нетрадиционных» углеводородов в России приходится на битумы, а не на тяжелую нефть.

Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемых значений коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия.

Несмотря на накопленный опыт, для отечественной нефтяной промышленности крайне необходимы поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелой нефти и битумов

Одним из таких методов может стать парогравитационный дренаж (SAGDI), который на сегодняшний день в мире зарекомендовал себя как очень эффективный способ добычи тяжелой нефти и природных битумов. Технология требует бурения двух горизонтальных скважин (ГС), расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры.

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счет кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между

добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и тем самым обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину.

Начиная с 1978 г. полигоном для отработки скважинного способа добычи ПБ стали два месторождения: Мордово-Кармальское и Ашальчинское.

В результате анализа опытно-промышленных работ (ОПР) на этих месторождениях, создания и отработки технологий, техники добычи ПБ были сформулированы основные положения стратегии освоения месторождений ПБ: размещение скважин в продуктивном пласте по площадной обращенной схеме; циклическое и площадное воздействие на продуктивный пласт термохимическими методами.

В 2001 г. по заданию Кабинета Министров РТ была разработана «Программа освоения ресурсов природных битумов Республики Татарстан», направленная на ускорение ввода в промышленное

освоение богатейших ресурсов ПБ с созданием опытно-промышленных участков с замкнутым циклом, обеспечивающим весь комплекс работ по промышленному использованию этого ценнейшего химического сырья, включая его переработку и получение товарной продукции.

Решение технологических задач предполагалось посредством ОПР и внедрением инновационных технологий. Предложены схемы разработки ГС:

- с использованием двух параллельных стволов, расположенных параллельно друг к другу по напластованию;
- со сквозным стволом, при этом один ствол может быть использован в качестве нагнетательной, а другой – добывающей скважин;
- пробуренных с одной площадки в радиальных направлениях.

ТАБЛИЦА 2. Геолого-физические характеристики продуктивного пласта

Параметры	Пласт Р,ss
Средняя глубина залегания, м	81,2
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности, тыс/м²	6196,65
Средняя общая толщина, м	20,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15,8
Пористость, %	31,6
Весовая нефтенасыщенность пласта, %	9,3
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2660
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,94
Расчлененность, ед.	1,49
Начальная пластовая температура, °С	8,0
Начальное пластовое давление, МПа	0,44
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	12206
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0,965
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0,956
Содержание серы в нефти, %	3,98
Содержание парафина в нефти, %	0,288
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м³	1002,9
Геологические запасы, млн т	10,2
Извлекаемые запасы, млн т	3,6

В республике выявлено более 450 месторождений и залежей сверхвязкой нефти, из которых на баланс Государственного комитета по запасам поставлено 27 залежей с запасами 137 млн тонн балансовых и 49 млн тонн извлекаемых. Сдерживающим фактором в освоении этих залежей в России является отсутствие апробированных высокоэффективных технологий добычи и оптимальных способов транспортировки и переработки сырья.

В ОАО «Татнефть» в последние годы проводятся опытные работы по добыче сверхвязких тяжелых нефтей современными тепловыми методами.

На Мордово-Кармальском месторождении реализована горизонтальная технология по первой схеме. ГС позволили повысить дебит добывающей скважины за счет увеличения площади дренирования и за счет повышения охвата вытеснением. Дебит скважины достигал 12 т/сут, в настоящее время ГС работает в пароциклическом режиме с дебитом 6,4 т/сут.

Опытно-промышленная разработка Ашальчинского месторождения с использованием модифицированной технологии паротеплового воздействия через двухуступевые ГС начата в 2006 г. К настоящему времени пробурены 3 пары горизонтальных скважин с выходом на поверхность, длина горизонтального ствола 200–400 м, глубина залегания продуктивного горизонта 70–80 м от поверхности земли и 6 пар без выхода на поверхность с импортной наклонной буровой установки.

Внедрение технологии парогравитационного режима в трех парах ГС Ашальчинского месторождения показало перспективность работ: ГС дают до 20 т/сут, т.е. в 8-10 раз больше нефти, чем вертикальные скважины.

В административном отношении залежь ВВН Ашальчинского поднятия расположена в Альметьевском районе РТ в 60 км северо-западнее от г.Альметьевск. Залежь открыта в 1972 г. До 2007 г. залежь на государственном балансе числилась как битумная.

Промышленная нефтеносность установлена в песчаной пачке шешминского горизонта (пласт Р2ss) уфимского яруса верхнего отдела пермской системы (табл. 2). Пробуренный фонд Ашальчинского поднятия составляет 102 скважины, из которых в эксплуатации перебивало только 18 скважин. Накопленная добыча нефти – 22,8 тыс. т, жидкости добыто 170,3 тыс. т. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) 0,002 доли ед.

Учитывая результаты ОПР эксплуатации залежей ВВН в Татарстане, положительный опыт разработки участка Ашальчинской залежи парными ГС, а также мировые тенденции развития технологий разработки ВВН, проектом предусмотрена разработка Ашальчинского месторождения по комбинированной системе:

- участки залежи с нефтенасыщенной толщиной более 15 м разбуриваются парными ГС, размещенными в продуктивном пласте одна под другой. Всего предусматривается бурение 29 пар. В соответствии с технологией две ГС размещаются на расстоянии 5-6 м строго одна над другой. В верхнюю скважину непрерывно закачивается пар, который поднимается к кровле пласта, образуя «камеру» и разогревая вязкую нефть. Различие плотностей пара и углеводорода способствует стеканию нефти к основанию паровой «камеры» и вместе с конденсатом пара – в зону отбора ГС, расположенной ниже нагнетательной. Расширение объема паровой «камеры» происходит до тех пор, пока подвижная нефть и конденсат отбираются у ее основания. Эффективность применения парогравитационной технологии ограничена толщиной нефтенасыщенного пласта – с уменьшением последней растут тепловые потери в кровлю и подошву продуктивного пласта и снижается гравитационный эффект;
- в пределах нефтенасыщенной толщины 6–15 м разбуривание проводится одиночными в вертикальном разрезе 39 ГС. В начальный период эксплуатации все скважины подвергаются пароциклическим обработкам, при достижении тепловой и

гидродинамической связей переходят на площадную закачку пара по однорядной системе, при которой нагнетательные и добывающие скважины чередуются;

- в краевых зонах с нефтенасыщенной толщиной 3–6 м предусмотрено бурение 69 вертикальных скважин по сетке 100х100 м, эксплуатируемых пароциклическим методом. Бурение ГС в этой зоне не эффективно, т.к. в периферии залежи ВВН отсутствует основная зона коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами, песчаная пачка сложена более плотными сцементированными песчаниками с пониженной нефтенасыщенностью;
- бурение 44 вертикальных оценочных скважин для проектирования траектории бурения скважин с горизонтальным участком ствола. Проекты с использованием тепловых методов воздействия на пласт требуют тщательного мониторинга изменений в пласте и параметров работы скважин для регулирования разработки залежи. Для этих целей вертикальные оценочные скважины в дальнейшем будут использоваться в качестве контрольных.

Максимальная добыча нефти будет достигнута к 2015 г. и будет удерживаться на уровне более чем 290 тыс. т нефти в год в течение 5

лет при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) около 8%. За весь срок разработки будет отобрано 3,7 млн т нефти и 31,5 млн т жидкости. В продуктивные горизонты будет закачано 16,1 млн т пара и 0,7 млн т горячей воды. Закачка пара будет производиться парогенераторными установками суммарной производительностью 157,5 т/ч (без учета резерва).

Максимальная добыча нефти будет достигнута к 2015 г. и будет удерживаться на уровне более чем 290 тыс. т нефти в год в течение 5 лет при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) около 8%

Конечный коэффициент нефтеизвлечения составит 0,365 доли ед. Проектный срок разработки залежи Ашальчинского поднятия составит 27 лет. Общий пробуренный фонд – 302 скв.

Технико-экономическая оценка эффективности разработки Ашальчинского месторождения ВВН выполнена при условии реализации 60% добытой высоковязкой нефти на дальнее зарубежье. При расчете инвестиций в разработку стоимость 1 шт. парогенератора Amelin принята по фактическим данным на уровне 38,5 млн руб.

Эксплуатационные расходы на добычу нефти определены по удельным нормативам на основе представленной прогнозной сметы затрат по НГДУ «Нурлатнефть».

Экономическая оценка проектных решений показывает, что в заданных условиях при действующей налоговой системе (ДНС) проект является экономически неэффективным: дисконтированный поток наличности имеет отрицательное значение, индекс доходности затрат меньше единицы, вложенные инвестиции не окупаются.

С целью определения возможностей реализации проекта разработки месторождения ВВН применена льгота в соответствии с распоряжением Правительства РФ № 700 от 03.05.2012, на основании которой проект разработки ВВН попадает в четвертую категорию с запасами трудноизвлекаемой нефти. По данной категории сроком на 10 лет вводится пониженная ставка вывозной таможенной пошлины в размере 10%.

Результаты экономической оценки рекомендуемого варианта разработки при ДНС и с учетом льготирования по распоряжению Правительства РФ № 700 приводятся в табл. 3. Видно, что при условии реализации распоряжения Правительства РФ, проект становится экономически рентабельным. Дисконтированный поток наличности за расчетный период составит 0,5 млрд руб., дисконтированный доход государства – 5,2 млрд руб. Внутренняя норма рентабельности составит 12,6%, а индекс доходности инвестиций – 1,1 ед., капитальные вложения окупятся в течение 10 лет. Дополнительно только в нефтедобыче создается 207 новых рабочих мест.

В Российских условиях для развития разведки и разработки месторождений ВВН и ПБ необходимо принятие Закона «О природных битумах» с обязательным государственным финансированием фундаментальной науки и начала производственных работ, а также комплексом мер государственной поддержки, не ограничиваясь распоряжением Правительства РФ № 700. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

1 октября 2002 г.

Пока есть нефть в России. В США спокойны

По словам главы нефтяной компании, ЮКОС М. Ходорковского, российская нефть рассматривается Соединенными Штатами как дополнительный фактор энергетической безопасности страны.

Только во второй половине лета 2012 г. в Америку были доставлены 3 супертанкера с нефтью вместимостью в общей сложности 3,6 млн барр.

Однако, как считает М. Ходорковский, основные поступления «черного золота» в США начнутся только через 5 лет к 2007 г. К этому времени появится более короткий и удобный путь транспортировки нефти в Соединенные Штаты будет построен нефтепровод до Мурманска.

«Я бы хотел услышать, что Америка готова потреблять в будущем 1–2 млн барр в сутки российской нефти», – заявил по этому поводу М. Ходорковский.



• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 10 лет ветер истории унёс и М. Ходорковского и энергетическую зависимость США. Сланцевый газ, открытый несколько лет назад, сделал США уже полностью независимой ни от чего. М. Ходорковского же с момента ареста 25 октября 2003 г. волнуют уже совсем другие проблемы.



11 октября 2002 г.

Война началась

Палата Представителей США разрешила Американскому Президенту начать войну против Ирака.

Этот политический шаг позволяет президенту США использовать силу против Багдада для защиты национальной безопасности США при Организации Объединенных Наций. Хотя президент Буш будет использовать все дипломатические средства для разоружения Ирака. В случае начала боевых действий президент Буш должен будет отчитываться перед Конгрессом каждые 60 дней.

• Комментарий Neftegaz.RU

Война в Ираке официально завершена вот уже как год. Регулярная иракская армия разбита. Саддам Хусейн казнён. Контракты на Иракскую нефть поделены между американскими компаниями. Оружие массового поражения в Ираке так и не обнаружено.

Итог: полная военная и политическая победа США.

16 октября 2002 г.

Газуем в полном смысле слова!

Одним из важных мероприятий по снижению вредного воздействия автотранспорта на окружающую среду является работа Газпрома по переводу автомобилей на газомоторное топливо. Программа будет реализована более чем в 40 регионах России.

Первым примером широкомасштабного перевода городского транспорта на газ стала Москва, где в 2000 г. соответствующее оборудование поставлено на 6 тыс. машин. В 2001 г. Газпром перевел на сжатый природный газ около 2 тыс. единиц собственного транспорта и транспорта других предприятий.



• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 10 лет программа хоть получила развитие, но не столь большое как ожидалось.

В начале августа 2012 г. Тамбовская область стала пилотной в реализации проекта Газпрома по переводу транспортных средств на газомоторное топливо (ГМТ).

Перед этим ещё в июле 2012 г. Газпром сообщил о намерениях значительно расширить газомоторный бизнес в России к 2013 г. и создать на его основе масштабный рынок сбыта природного газа.

Что мешало Газпрому предпринять такие шаги десятью годами ранее?

Внешние рынки становятся более закрытыми, это собственно и подталкивает к постепенной переориентации на рынки внутренние, что мы и наблюдаем. ●

ЧТО МЕШАЕТ ОСВАИВАТЬ ЗАПАСЫ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ?

Потенциальные мировые ресурсы тяжелых нефтей и природных битумов сопоставимы, а по некоторым оценкам превышают запасы традиционных, или так называемых легких нефтей. Причем удельный вес ТН и ПБ в структуре углеводородного сырья неуклонно увеличивается. С какими проблемами приходится сталкиваться при освоении запасов тяжелых и высоковязких нефтей и природных битумов?



Александр Липаев,
профессор кафедры
разработка и
эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений,
Альметьевский
государственный
нефтяной институт
Д.Т.Н.

Относясь к категории трудноизвлекаемого сырья, тяжелые нефти и природные битумы отличаются от обычных нефтей повышенной вязкостью и многокомпонентным составом. Вследствие последнего, они рассматриваются не только как энергетический источник, но и как комплексное сырье XXI века. Кроме углеводородов ТН и ПБ, как правило, имеют повышенное содержание сернистых соединений, смол, асфальтенов, нефтяных кислот кондиционные концентрации редких и цветных металлов (так, тяжелые углеводороды являются потенциальным источником ванадиевого сырья, по качеству превосходящего рудные источники). Из этого углеводородного сырья получают такие важные для народного

По оценке авторов, геологические запасы пятиокиси ванадия только в наиболее крупных по запасам ванадия месторождениях составляют 1,312 млн т., а извлекаемые попутно с нефтью – 0,213 млн т.

Ванадий широко применяется для производства стали и сплавов, являясь одним из важнейших легирующих элементов. Основная доля ванадия используется в производстве конструкционных низколегированных сталей, применяемых при изготовлении труб большого диаметра

для магистральных газо- и нефтепроводов, протяженных мостов, резервуаров большой емкости, в транспортном машиностроении и автомобилестроении.

Около 70% ванадия в мире извлекается из шламов, получаемых при переработке ТН и ПБ битумоносных песков. Наиболее развитые страны (Канада, Япония) полностью получают ванадий из тяжелых высоковязких нефтей.

Расчеты показывают, что попутное извлечение ванадия из нефтяного кокса пирометаллургическим способом рентабельно при содержании пятиокиси ванадия в исходной нефти не менее 120 г/т.

Из табл.1 видно, что подавляющее большинство приведенных месторождений позволяет получать сырье, рентабельное для производства ванадия, что является перспективным видом деятельности.

При оценке эффективности разработки ПБ и ТН кроме коэффициента нефтеизвлечения необходим дополнительный критерий, связанный с полнотой добычи и дальнейшего использования полезных ископаемых.

Тяжелые высоковязкие нефти (ТВВН) и природные битумы близки по составу и имеют много общего в технологических и экономических

ТАБЛИЦА 1. Оценка запасов ванадия в тяжелых и металлоносных нефтях Российской Федерации

Месторождения, (возраст)	Содержание УД,	Запасы УД, тыс.т		Потери УД при добыче нефти в 2006 г., т
		геологические	извлекаемые	
Волго-Уральская НГП (25 месторождений)		862,9	137,4	2747
в т.ч. месторождения с извлекаемыми запасами $V_2O_5 > 5$ тыс.т		621,6	103,9	1702
Ромашкинское (C ₁₋₂)	250–606	111,5	21,8	271
Ново-Елховское (C ₁₋₂)	849	184,9	30,6	616
Степноозерское (C ₁₋₂)	1495	101,5	12,4	280
Аканское (C ₁₋₂)	991	40,0	8,0	73
Енорускинское (C ₁₋₂)	901	31,2	5,9	96
Зимницкое (C ₁₋₂)	1640	121,3	19,7	7
Гремихинское (C ₁₋₂)	505	31,2	5,5	359
Тимано-Печорская НГП (8 месторождений)		191,1	44,2	430
в т.ч. месторождения с извлекаемыми запасами $V_2O_5 > 5$ тыс.т.		190,9	34,0	361
Усинское (D ₂ –C ₃)	113–151	125,2	10,1	274
Ярегское (D ₃)	147–175	46,6	16,5	80
Тобойско-Мядсейское, Тобойский участок (Т) ₃	453	19,1	7,4	7
Западносибирская НГП (7 месторождений)		257,7	31,8	2091
в т.ч. месторождения с извлекаемыми запасами $V_2O_5 > 5$ тыс.т		220,8	26,8	1857
Мамонтовское* (K ₂ J ₂₋₃)	70	76,3	9,1	541
Быстринское* (K ₁ J ₂)	98	30,4	3,6	416
Усть-Балыкское* (K ₂ J ₁)	226	73,9	8,2	481
Локосовское* (K ₁ J ₃)	2551	40,2	5,9	419
Итого по России		1311,7	213,4	5268
в т.ч. месторождения с извлекаемыми запасами $V_2O_5 > 5$ тыс.т		1033,3	164,7	3920

подходах к их освоению, поэтому следуя Р.С. Хисамову, Н.С. Гатиатуллину, В.И. Макаревич и др. (2009), вполне корректно их рассмотрение в единой связке. При этом для их добычи требуется дифференцированный подход к различию этих углеводородов по подвижности (вязкости) в пласте.

Аномальность физическо-химических свойств тяжелых углеводородов и прежде всего их высокие вязкость (низкая текучесть или ее отсутствие) и плотность приводят к тому, что традиционные методы извлечения часто оказываются неэффективными и в ряде случаев совершенно непригодными для добычи тяжелых нефтей и природных битумов. Так,

широко применяемое заводнение, при вязкости нефти свыше 80 мПа с становится трудно осуществимым. Таким образом, для промышленного освоения месторождений ТВВН и ПБ необходимы учитывающие их особенности специальные технологии добычи, транспортировки, первичной подготовки (сепарации, деэмульсации, обессоливания) и переработки, которые требуют, как правило, повышенных энергетических и материальных затрат. Особенно заметно увеличиваются эти затраты в холодный осенне-зимний период.

В связи с отмеченным необходим анализ накопленного в мире опыта в решении проблемы освоения

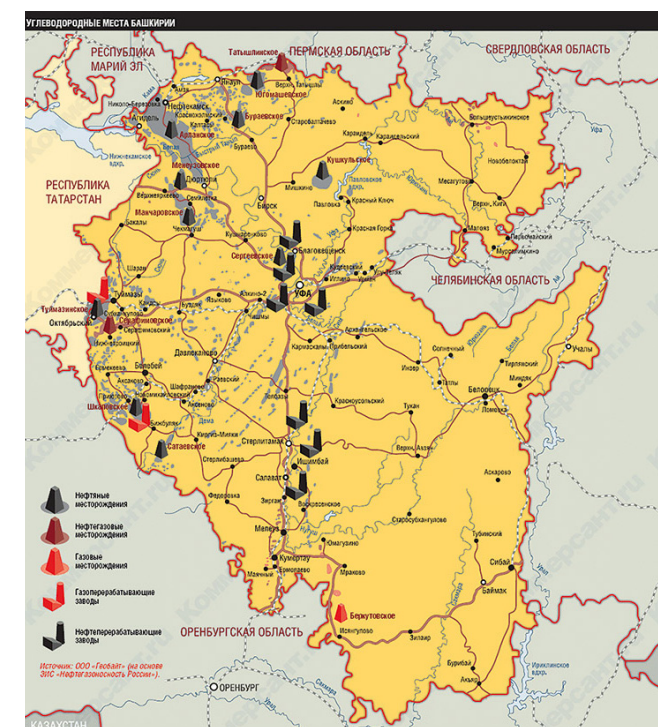
трудно-извлекаемых запасов нефти и природных битумов. Для добычи этого углеводородного сырья применяется широкий спектр методов как скважинных, так и рудничных (карьерных и шахтных).

При этом метод добычи тем или иным образом влияет на свойства углеводородов и на сохранение попутных компонентов. Это негативное влияние необходимо учитывать при выборе способов разработки ТН и ПБ.

При реализации скважинных способов тяжелые нефти или природные битумы подвергаются предварительному разжижению путем подогрева пласта или закачки растворителя в пласт, а затем поднимаются на дневную поверхность через скважины. Разогрев углеводородов может быть осуществлен нагнетанием теплоносителей, внутрискважинным горением, электрическим током и другими модификациями вышеописанных методов.

Особенностью тепловых методов является изменение физико-химических характеристик добываемой продукции. В табл. 2 представлены физико-химические свойства Мордово-Кармальской сверхвязкой нефти, добытой различными способами.

Данные таблицы показывают существенное влияние метода добычи на свойства углеводородов



и сохранение попутных компонентов. Аналогичное отмечается и в работе, когда в результате применения метода внутрипластового горения происходит безвозвратная потеря металлов в добываемой нефти. Среднее содержание ванадия и никеля (в % от исходного) в нефти при осуществлении ВВГ в зоне сильного воздействия составляет 39,5 и 38,6, среднего-64,24-77,2, слабого – 81,5 и 91,7 и без воздействия – 100 и 100. При реализации метода ПТВ на пласт потери попутных компонентов не превышают 10–15%.

При рудничных способах добычи нефти- или битумонасыщенная порода извлекаются на поверхность, а угле-водороды из нее экстрагируются растворителями, горячей водой и паром с добавкой моющих средств и другими агентами. При этом достигается наиболее высокий коэффициент нефтеизвлечения и появляется возможность комплексного использования сырья.

Отмеченное способствует восстановлению интереса к рудничным методам, которые имеют большую историю и применялись еще тогда, когда не было буровой техники, а затраты труда и цена не имели решающего значения при добыче нефти. Мировой опыт свидетельствует о возможности эффективной разработки месторождений битумоносных пород, и тяжелых нефтей шахтным и открытым способами.

ТАБЛИЦА 2. Оценка запасов ванадия в тяжелых и металлоносных нефтях Российской Федерации

	Естественный приток, скв. № 80	Закачка пара скв. № 104	Внутрипластовое горение	
			скв. № 8	скв. № 465
Плотность при 20°C, кг/м³	960,0	953,2	955,2	922,3
Кинематическая вязкость при 50°C, v. 10-6м²/с	247,5	135,9	46,68	22,5
Коксуемость, % масс	8,7	8,8	7,0	6,8
Содержание, % масс.				
Смол силикагелевых	19,3	27,3	19,6	14,1
асфальтенов	4,8	9,5	7,1	4,9
парафина	1,1	1,9	1,7	1,1
серы	4,1	3,5	3,7	3,6
ванадия	0,050	0,043	0,038	0,013
никеля	0,025	0,024	0,024	0,010
Начало кипения, °C	150	144	131	73
Выход фракций, % масс, до 350°C	23,6	24,0	33,0	36,0

Карьерный метод в крупном промышленном масштабе применяется в Канаде, США. Положительные результаты открытой разработки получены на месторождении Кирмаку в Азербайджане.

При шахтном способе битум добывается либо вместе с породой (очистной метод), либо без ее выемки на поверхность через дренажную систему наклонных или горизонтальных скважин, пробуренных из горных выработок в выше- или нижележащем горизонте.

Наибольшее развитие шахтный метод добычи высоковязкой нефти получил на Ярегском месторождении Республики Коми. В 70-е гг. XX века, когда нефтяные шахты, отработанные по запроектированным системам, были практически на грани закрытия, началось активное внедрение новых систем термошахтной разработки. Положительный опыт разработки Ярегского месторождения в СССР инициировал начало эксперимента в Канаде (Атабаска) по добыче нефти термошахтным способом.

Лабораторные исследования и промысловые испытания в ряде стран показали принципиальную возможность извлечения тяжелых нефтей с помощью скважинных нетепловых технологий: воздействия на пласт полимерных растворов, щелочного заводнения, газовых и комбинированных методов. Так, заслуживает большого внимания технология

VAPEX, которая представляет собой дальнейшее развитие концепции SAGD. При этой технологии производится закачка в пласт легких углеводородных растворителей (например этана, бутана или пропана) в режиме гравитационного дренажа. Способ реализуется с использованием пары горизонтальных скважин: верхней и нижней. В результате закачки растворителя в верхнюю скважину создается камера-растворитель. Нефть за счет диффузии в нее растворителя разжижается и стекает под действием гравитации по границам камеры к добывающей скважине. Коэффициент нефтебитумоизвлечения при использовании данного метода достигает 0,6.

Для повышения добычи и снижения энергозатрат некоторые компании начинают комбинировать методы VAPEX и SAGD. Одним из решений является технология SAP, в которой объединены преимущества указанных методов.

Сказанное выше показывает, что дальнейшее продвижение в решении проблем освоения месторождений высоковязких нефтей и природных битумов требует интеграции наук, что возможно только при плодотворном сотрудничестве специалистов как по разработке нефтяных месторождений, так и представителей смежных отраслей, при более тесном слиянии науки и практики нефтедобычи. ●



Для жизни и
активного отдыха...

Стильный поселок на берегу большого озера

Аренда коттеджей на длительный срок

Единый архитектурный стиль «Casa tizolese»

Развитая инфраструктура Надежная охрана

Дома с мебелью полностью готовы для проживания

26 километров от МКАД по Дмитровскому шоссе

РЕСТОРАН • СУПЕРМАРКЕТ • ДЕТСКИЙ САД • ДАЙВИНГ • РЫБАЛКА



(495) 780 32 04
www.spaskamenka.ru



НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МОРЕ И НА СУШЕ



Александр Гриценко,
д.т.н., член-корр. РАН

Владимир Григулецкий,
д.т.н., проф.
Газпром Промгаз

В послании Президента Российской Федерации за 2009 год определена государственная политика всесторонней модернизации России в XXI веке на основе следующих положений:

«... мы должны начать модернизацию и технологическое обоснование всей производственной сферы»;

«... это вопрос выживания нашей страны в современном мире»;

«... благополучие России в относительно недалеком будущем будет напрямую зависеть от наших успехов в развитии рынка идей, изобретений, открытий»;

«... мы обязаны думать, какие природные богатства сможем сохранить и передать будущим поколениям»;

«... повышение энергоэффективности, переход к рациональной модели потребления ресурсов является приоритетом в модернизации нашей экономики»;

«... нам нужно не только наращивать добычу полезных ископаемых, но и добиваться лидерства во внедрении инноваций – как в традиционной, так и в альтернативной энергетике»;

«... будет сформирована комфортная среда для осуществления в России исследований и разработок мирового уровня»;

«... надо завершить разработку предложений по созданию в России мощного центра исследований и разработок, который был бы сфокусирован на поддержку всех приоритетных направлений, именно всех направлений...».

Реализация всех направлений из Послания Президента Российской Федерации касается, естественно, топливно-энергетической промышленности в целом, а нефтяной и газовой отрасли особенно.

По существу, указанные положения определяют главные направления развития технологии строительства нефтяных и газовых скважин на море и на суше.

Авария на нефтяной скважине MC-252 в Мексиканском заливе показала, что, несмотря на применение при морском бурении современных материалов, оборудования и технологий не удалось предупредить катастрофу.

Аварии на морских объектах добычи нефти и газа происходили и происходят, в основном, по следующим причинам:

- **50%** – из-за проектных ошибок и отказов технических систем;
- **30%** – из-за экстремальных природных явлений;
- **20%** – из-за навигационных (и других) происшествий.

Авария на морской скважине MC-252 в Мексиканском заливе, к сожалению, показала, что одной из основных причин, из-за которой произошел газонефтяной выброс (фонтан), взрыв и пожар на буровой платформу «Deerwater Horizon» является плохое качество Проекта на строительство скважины.

Именно недостатками Проектов (Программ) на бурение морских скважин можно объяснить одну из экстравагантных причин возникновения открытых выбросов, произошедших при бурении скважин в Мексиканском заливе в течение 1960–1996 гг., когда «...превентор установлен не на месте» (таких случаев было 80! из всех 1206).

Известно, что сразу после аварии на скважине MC-252 по инициативе Министра внутренних дел США Кен Салазар создана Межотраслевая

группа специалистов (JITF), с участием ученых Американского института нефти (API) и специалистов Международной Ассоциации Подрядных организаций по Бурению скважин (IADC).

Специалисты JITF провели анализ основных причин аварии на скважине MC-252 и разработали рекомендации по охране труда, безопасности работ и защите окружающей среды при ликвидации аварии, которые составили план проведения ремонтно-восстановительных работ.

После аварии на скважине MC-252 в структуре Министерства внутренних дел США создано «Бюро по управлению добычей энергоресурсов в открытом море» (BOEMRE), которое теперь специально занимается юридическим, законодательным, техническим, технологическим и экологическим аудитом и экспертизой всех морских Проектов по добыче энергоресурсов в открытом море.

Вероятно, целесообразно создать аналогичное «Бюро по управлению добычей энергоресурсов в открытом море» в структуре Министерства внутренних дел РФ, или Министерства чрезвычайных ситуаций РФ, или Министерства природных ресурсов РФ.

Любая авария, взрыв и пожар на любой скважине в море и на суше представляют сложный процесс взаимосвязанных и взаимовлияющих друг на друга действий и явлений.

Авария на скважине MC-252 представляет собой результат взаимосвязанных действий и ПРИЧИН, начиная от составления Проекта на строительство скважин плохого качества,



нарушений технологии крепления и получения неудовлетворительных результатов цементирования обсадных труб, а также нарушений Правил действия членов буровой бригады при возникновении нефтегазопроявлений при бурении скважин.

Чтобы исключить возникновение подобных аварий при бурении скважин на море и на суше целесообразно выполнить необходимые мероприятия.

Во-первых, повысить эффективность государственного контроля в нормативно-правовом, технико-технологическом, экологическом, информационно-аналитическом направлениях за объектами добычи нефти и газа на море.

Во-вторых, усилить контроль и экспертизу действующих Проектов на бурение (строительство) скважин на море, поскольку в настоящее время нет регламентов,

определяющих требования по безопасности морских объектов нефтегазодобычи.

В третьих, провести оценку технологической эффективности и безопасности применяемых материалов и технологий при цементировании морских скважин.

В-четвертых, необходимо повысить профессиональный уровень и квалификацию специалистов и рабочих буровых бригад при строительстве скважин на море.

В-пятых, повысить требования безопасности по испытанию и работе противовыбросового оборудования, применяемого при бурении морских скважин.

В-шестых, создать при Российской Академии Наук (РАН) международный (Россия, США, Норвегия, Англия, Казахстан, Украина, Мексика, Иран, Бразилия Венесуэла, Туркменистан, Азербайджан и др.) Научно-технический центр по экологическому, техническому, технологическому контролю и экспертизе Проектов добычи углеводородов на море с главными задачами проводить сертификацию материалов и технологий, обучение, подготовку и переподготовку кадров по безопасному ведению буровых работ.

Российская Федерация обладает большой ресурсной базой добычи нефти и газа на шельфе.

Ресурсы российского континентального шельфа (общей площадью 6,2 млн км², из которых 3,9 млн км² являются перспективными для добычи

ТАБЛИЦА 1. Ресурсы нефти и газа на шельфе 01.01.2009 г.

№ п/п	Показатели	Значение
1	Начальные извлекаемые запасы нефти на шельфе, млрд т	115
2	Открытые запасы нефти на шельфе, млрд т	70
3	Извлеченные запасы, млрд т	28
4	Текущие запасы (доля в суммарных мировых запасах), млрд т (%)	42 (25)
5	Текущие запасы газа (доля в суммарных мировых запасах), трлн м³ (%)	75,1 (40)
6	Добыча нефти на шельфе (доля в суммарной мировой добыче), млн т (%)	1270(32)
7	Добыча газа на шельфе (доля в суммарной мировой добыче), млрд м³ (%)	828 (25)

Источник: Global Markets Direct, Nov 2009; IPC Petroleum Consultants Inc.

ТАБЛИЦА 2. Нефтегазовые геологические ресурсы Арктики на 01.01.2008 г. (оценка геологической службы США)

№ п/п	Провинция, бассейн	Нефть, млрд баррелей	Газ, трлн куб. фут.	Конденсат, млрд баррелей	Всего, млрд баррелей н.з.
1	Западно-Сибирский бассейн	3,7	651,50	20,33	132,60
2	Арктическая Аляска	30	221,40	5,90	72,76
3	Восточно-Баренцево море	7,40	317,60	1-40	61,80
4	Восточно-Гренландские рифовые бассейны	8,9	86,20	8,10	31,40
5	Енисей-Катангский бассейн	5,60	99,96	2,70	24,90
6	Американо-Азийский бассейн	9,70	56,90	0,54	19,74
7	Западная Гренландия – Восточная Канада	7,20	51,80	1.15	17,06
8	Шельф моря Лаптевых	3,10	32,56	0,90	9,41
9	Норвежская окраинная зона	1,44	32,28	0,50	7,325
10	Баренцевская платформа	2,05	26,20	0,28	6,70
11	Евразийский бассейн	1,34	19,487	0,52	5,10
12	Северный бассейн Карского моря и платформы	1,81	14.97	0,40	4,69
13	Тимано-Печорский бассейн	1,70	9,06	0,20	3,38
14	Северо-Гренландская окраина	1,35	10,21	0,27	3,32
15	Хребет Ломоносова-Макарова	1,10	7,16	0,20	2,49
16	Бассейн Сведруп	0,85	8,59	0,20	2,47
17	Лена-Анабарский бассейн	1,91	2,10	0,05	2,32
18	Северочукотский – Врангеля бассейн	0,086	6,06	0,10	1,20
19	Вилькицкий бассейн	0,10	5,74	0,10	1,15
20	Северо-западный шельф моря Лаптевых	0,17	4,49	0,12	1,04
21	Лена-Вилуйский бассейн	0,38	1,33	0,03	0,63
22	Зырянский бассейн	0,05	1,50	0,04	0,34
23	Восточно-Сибироморский бассейн	0,02	0,62	0.01	0,13
24	Бассейн Хоуп	0,002	0,65	0,01	0,12
25	Северо-Западный и внутренние бассейны Канады	0,02	0,30	0,01	0,09
26	Всего	89,98	1668,66	44,06	412,16

углеводородов) оцениваются в 136 млрд т условного топлива, а извлекаемые ресурсы составляют 100 млрд т условного топлива (14,2 млрд т приходится на нефть, а 82,5 трлн м³ составляет газ).

В целом в мире перспектива развития добычи нефти и газа в ближайшее время определяется морскими нефтегазовыми ресурсами.

Особенно большими геологическими ресурсами нефти,

газа и конденсата обладает Арктика.

Из данных табл. 1, 2 видно, что будущее нефтегазодобычи Российской Федерации в ближайшее время будет определяться ресурсами шельфа (морской добычей).

К сожалению, для развития морской нефтегазодобычи в России в настоящее время отсутствует многое: нет кадров, недостаточно техники

и оборудования, отсутствуют отечественные материалы и технологии и т. д.

Кстати, в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина в Москве начали недавно готовить инженеров для разработки морских месторождений, но этого недостаточно.

Представляется целесообразным начать подготовку всего спектра специалистов для разведки, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа при Санкт-Петербургском государственном техническом университете (горном институте) им. Г.В. Плеханова.

Этот технический университет имеет высококвалифицированные кадры преподавателей, передовую учебно-производственную базу и способен стать ведущим в России и Европе высшим учебным заведением по подготовке кадров для морской добычи природных ресурсов (нефть, газ и др.).

Геополитическое расположение г. Санкт-Петербурга, его научный и промышленный потенциал позволяют сформировать именно здесь Научно-производственный центр Российской Федерации по освоению морских месторождений нефти и газа.

В ближайшем будущем в России предстоит осваивать перспективные и крупные нефтегазовые месторождения Восточной Сибири (Хатанско-Вилуйская и Ленно-Тунгусская нефтегазовые провинции) со сложными горно-геологическими условиями.

Геологическое строение крупных месторождений Восточной Сибири: Ковытинское, Беряμβинское, Куѳѳбинское и др. представляет собой три несовместимых зоны: надсолевой (карбонатно-терригенные отложения), солевой (галогено-карбонатные породы) и подсолевой (терригенные, сульфато-карбонатные отложения).

Перечисленные особенности строения нефтегазовых месторождений Восточной Сибири приводят в настоящее время к значительным срокам строительства (бурения) скважин, из-за аварий и осложнений (в полном цикле строительства 30–45% занимает время на ликвидацию осложнений и аварий при бурении).

Естественно возрастает стоимость строительства скважин.

В этом направлении необходимо изменить существующую организацию работ при бурении скважин.

В настоящее время для бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром», НК «Роснефть» (Заказчик) и других компаний, как правило, используется схема «строительства скважин под ключ». При таком варианте по тендеру (на основе конкурса) определяется Генеральный подрядчик – оператор для выполнения всего цикла работ

при бурении всех скважин на определенном месторождении.

Согласно Техническому Проекту на строительство скважин Генеральный Подрядчик разрабатывает Программу на бурение, Программу на цементирование, Программу на испытание скважин и т. д.

Для выполнения определенных работ, поставку оборудования и материалов Генеральный Подрядчик отбирает, или привлекает дополнительно специализированные сервисные компании и субподрядные организации.

При этом Генеральный Подрядчик контролирует самостоятельно весь процесс строительства скважин, качество материалов и оборудования.

Положительным при этом является то обстоятельство, что ответственность за весь цикл буровых работ, качество, поставку и хранение материалов, оборудования и т. д. ложится на Генерального Подрядчика.

Отрицательными сторонами работ «под ключ» является то обстоятельство, что страхуя непредвиденные расходы,

ТАБЛИЦА 3. Сведения о пробуренных скважинах

Буровая установка №	Скважина №	Тип операции	Глубина	Пробурено метров	Дата начала работ	Дата окончания работ	Всего дней на свкажине
216	5887	Бурение	5625	5625	11.02.2005 г.	14.08.2005 г.	184
216	9805	Бурение	5764	5764	24.08.2005 г.	30.03.2008 г.	218
216	9807	Бурение	5700	5700	10.04.2006 г.	24.01.2007 г.	289
216	9806	Бурение	5944	5944	02.04.2007 г.	08.11.2007 г.	220
216	9809	Бурение	5982	5982	20.11.2007 г.	05.05.2008 г.	167
216	9813	Бурение	5990	5990	17.05.2008 г.	10.09.2008 г.	116
216	9816	Бурение	4857	4857	01.10.2008 г.	25.02.2009 г.	147
216	9819	Бурение	6290	6290	22.03.2009 г.	11.10.2009 г.	203
216	RP7	Бурение	2660	2660	20.10.2009 г.	18.12.2009 г.	59
Всего по 216	17						
258	9810	Бурение	5186	5660	24.09.2007 г.	02.04.2008 г.	191
258	9811	Бурение	5215	5300	22.04.2008 г.	15.09.2008 г.	146
258	9815	Бурение	6055	6055	23.10.2008 г.	22.04.2009 г.	181
258	9817	Бурение	5841	5841	08.05.2009 г.	02.08.2009 г.	86
258	9820	Бурение	6020	6020	14.08.2009 г.	28.10.2009 г.	75
258	9823	Бурение	5508	5508	14.11.2009 г.	12.04.2010 г.	149
258	9825	Бурение	6063	6063	02.05.2010 г.	21.07.2010 г.	80
Всего по 258	7						
249	9808	Бурение	5395	5830	28.07.2007 г.	17.03.2008 г.	233
249	9812	Бурение	5179	5869	10.04.2008 г.	11.08.2008 г.	123
249	9814 W-07	Бурение	5200	5200	05.09.2008 г.	15.02.2009 г.	163
249	9818	Бурение	5991	5991	07.03.2009 г.	21.05.2009 г.	75
249	9821	Бурение	5761	5761	05.06.2009 г.	28.08.2009 г.	84
249	9824	Бурение	6080	6080	05.09.2009 г.	21.11.2009 г.	77
249	9826	Бурение	6175	6175	04.12.2009 г.	05.04.2010 г.	122
249	9822	Бурение	6000	6000	19.04.2010 г.	03.07.2010 г.	75
249	9828	Бурение	6356	6356	17.07.2010 г.	18.09.2010 г.	63
249	9829	Бурение	6168	6168	07.01.2011 г.	05.04.2011 г.	88
249	9830	Бурение	6425	6425	21.04.2011 г.	08.07.2011 г.	78
249	9827	Бурение					
Всего по 249	11						

Генеральный Подрядчик, как правило, контролирует качество материалов, оборудования и стоимость услуг сервисных подрядных компаний, что приводит к увеличению стоимости строительства скважины.

В случае строительства скважин по схеме «работа по суточной ставке», Заказчик проводит конкурс (тендер) на бурение (углубление скважины), поставку оборудования и материалов, выполнение дополнительных сервисных работ (цементирование, поставка буровых долот, обсадных труб, отбору керна, утилизации бурового шлама, строительства площадки и дороги, обеспечения связи, проведение геофизических исследований и т.д.).

При таком подходе Заказчик полностью контролирует все работы, проводимые на скважине, обеспечивает эффективную техническую и технологическую политику строительства скважины. Стоимость материалов, оборудования и услуг при этом определяется в результате проведения тендеров (конкурсов), с учетом конкуренции и действующих цен на рынке товаров.

Как правило, при такой схеме разработки, поставщики оборудования, материалов и услуг несут самостоятельно ответственность за качество товара, хранение и рациональное применение (использование).

При такой схеме строительства скважин, оборудование и материалы поставляется и обслуживается непосредственными изготовителями, что способствует уменьшению общей стоимости буровых работ.

Именно по схеме «работы по суточной ставке» при бурении скважин работают, как правило, все иностранные нефтегазовые компании.

В таблице 3 представлены часть технико-экономических показателей бурения глубоких скважин в сложных горно-

геологических условиях республики Казахстан (месторождение Карачаганак) по схеме «работа по суточной ставке» компании «Parker Drilling».

Из данных этой таблицы видно, что при надлежащей организации работ возможно бурение скважин в сложных горно-геологических условиях глубиной более 6000 м за 78 сут.

Важно, что при этом общая стоимость скважин не является высокой, потому что все материалы и оборудование поставляются непосредственными производителями, а не посредниками.

Среди главнейших направлений технологии строительства скважин на суше и на море являются работ по креплению, или цементирование обсадных колонн.

Именно плохое качество цементирования обсадных колонн скважины МС-252 в Мексиканском заливе явилось одной из главных причин крупнейшей аварии современности при бурении.

Цементирование обсадных и эксплуатационных колонн при бурении скважин является одним из главных элементов технологии строительства скважин, определяющих срок службы скважин, как инженерного сооружения.

Качество цементирования (крепления) обсадных труб в значительной мере определяет

нормальные условия работы скважины при добычи газа, газоконденсата и нефти.

Низкое (плохое) качество крепления обсадных колонн способствует возникновению межколонных и заколонных перетоков газа, нефти, воды при работе скважин.

Межколонные и заколонные перетоки флюидов способствуют осложнению работы скважин при добычи нефти и газа, и являются главными факторами снижения отборов газа и нефти, вызывают экологические проблемы при разработке газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Актуальность проблемы повышения качества цементирования скважин при разработке крупных газовых месторождений отмечалось многими исследователями.

В частности, в статье ещё в 1966 г. отмечается, что «... особое внимание следует уделять разработке и осуществлению мероприятий, способствующих предотвратить возможные межпластовые перетоки газа, воды, флюидов.

Исследование характера и степени загазирования верхней части разреза Шебелинского месторождения позволило установить, что в результате перетоков газа из основной газовой залежи нижней перми и верхнего карбона в первоначальный период разведки и разработки месторождения (1950–1966 гг.) в непродуктивных отложениях верхних перми и юры были созданы искусственные газовые залежи с запасами соответственно 30 и 80 млн.м³».

Авторы монографии отмечают следующее:

«... низкий уровень экологичности

технологических процессов нефтегазодобычи, используемых технических средств и применяемых материалов и химреагентов» (прежде всего при бурении и креплении скважин), представляющих большую угрозу экологии нефтегазодобывающих районов России.

В книге отмечается, что «ежегодный интегральный ущерб, наносимый только природной среде Западной Сибири процессами добычи нефти и газа, в том числе процессами строительства скважин, рассчитанный институтом ЛенГИПРОГОР, оценивается в ценах 1985 г. в 14,7 млрд.руб.

К этому следует добавить, что за годы освоения нефтегазового комплекса Западной Сибири под действием интенсивного техногенного наступления на крайне ранимую северную природу в биогенетическом потенциале региона произошли серьезные изменения.

Так, по данным СибрыбНИИпроекта (г. Тюмень), из 47 видов ценных промысловых рыб Обского бассейна с начала освоения Западной Сибири (с 1964 г.) в настоящее время сохранился лишь 21 вид.»

Плохое качество цементирования обсадных колонн при бурении скважин способствует возникновению межколонных и заколонных перетоков воды, газа и нефти.

Газовые скважины при наличии межколонных и заколонных перетоков, как правило, работают с осложнениями: происходит вынос воды и механических примесей, разрушается призабойная зона пласта, образуются песчаные пробки и т.д. Все это ведет к ограничению отборов (добычи) газа и нефти, и, естественно, к уменьшению извлечения углеводородов при добычи.

В обзорной информации отмечаются следующие факты низкого качества цементирования газовых сеноманских скважин Уренгойского месторождения:

«...высоконадежные скважины (жесткое сцепление цементного

камня с колонной в интервале «нижние отверстия перфорации-башмак эксплуатационной колонны») – **49,0 %**;

– средненадежные (частичное сцепление цементного камня с колонной) – **37,0 %**;

– ненадежные (плохое или отсутствие сцепления цементного камня с колонной) – **14,0 %**.

Наиболее неблагоприятная картина с точки зрения качества цементирования сложилась на УКПГ-5, где 54% относится к третьей категории надежности (плохое качество).

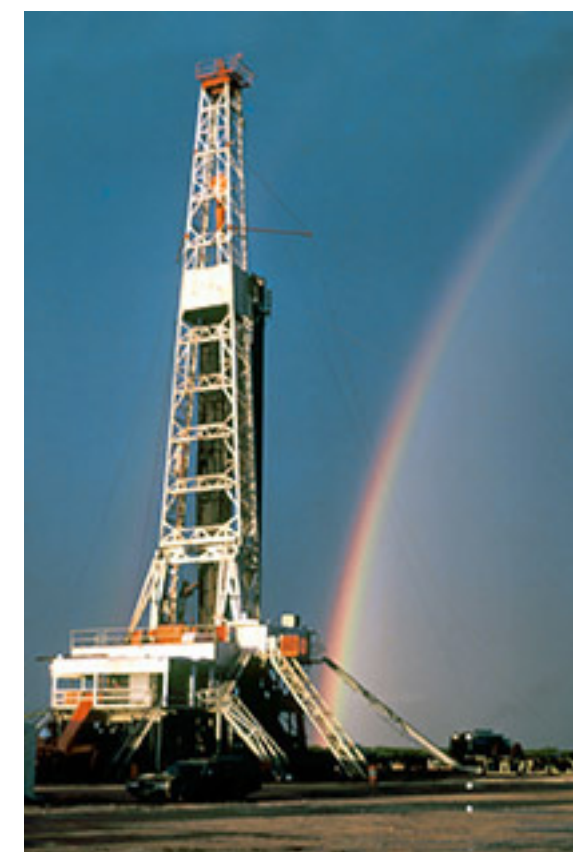
Данное обстоятельство является одной из причин снижения уровня годовых отборов из-за выноса пластовой жидкости в 1994 г. до 12 млрд.м³ против 15 млрд. м3 по «Проекту разработки» и ограничений рабочих дебитов по 8 эксплуатационным скважинам (514, 593, 5123, 5141, 5143, 5163, 5172, 5181).

В 67% простаивающих на 01.01.1997 г. скважинах причина появления пластовой воды в продукции обусловлена некачественным цементированием обсадных колонн.

В 9 из 19 скважин (11123, 11161, 12012, 12135, 12161, 12221, 13142, 15261) по данным гидрохимического контроля установлено, что жидкость состоит на 100% из пластовой воды, в то время как расстояние от низа перфорированного интервала до текущего ГВК (газо-водяного контакта) соответственно составляло 23,5; 4,4; 29,1; 14,9; 18,7; 23,7; 17,5; 6,7; 46,4 м».

В монографии отмечаются следующие факты низкого качества цементирования газовых скважин Уренгойского нефте-газо-конденсатного месторождения (НГКМ): «... из общего фонда скважин, по данным АКЦ, невысокое качество цементирования отмечено в 237 и 62 скважинах, или 30,9% и 25,0% соответственно по Уренгойской и Ен-Яхинской площадям.

Неудовлетворительным и плохим качеством цементирования



характеризуется еще соответственно 27,0% и 18,5% скважин.

Наиболее неблагоприятная картина, с точки зрения качества цементирования, сложилась на УКПГ-5, где 54% скважин имеют плохое качество цементирования.

Данное обстоятельство является одной из главных причин снижения в 1996 году годового отбора на 5,45 млрд. м³ по собственно Уренгойской и на 1,74 млрд. м³ по Ен-Яхинской площадям и за 1997 год соответственно на 10,77 млрд. м³ и 3,0 млрд. м³, из-за выноса пластовой жидкости и ограничений рабочих дебитов по скважинам УКПГ-1, УКПГ-1С, УКПГ-3, УКПГ-5, УКПГ-11, УКПГ-12, УКПГ-13, из которых 50% имеют плохое, или неудовлетворительное сцепление цементного камня с колонной».

В монографиях особенно подробно отмечаются результаты низкого качества цементирования скважин на газовых месторождениях ООО «Газпром добыча Ямбург».



ТАБЛИЦА 4. Основные показатели качества цементирования кондукторов

№ п/п	Номера скважин	Дата ГИС	Дата цементирования	Контакт цементного камня с колонной, %				Контакт цементного камня с породой, %				
				сплошной	частичный	плохой	отсутствует	сплошной	частичный	плохой	отсутствует	неопределенный
1	9451	24.12.2005 г.	21.12.2005 г.	60,7	10,3	14,6	2,9	60,3	8,9	-	-	19,3
2	9443	23-24.12.2005 г.	13.12.2005 г.	76,0	16,6	-	0,7	8,2	76,4	-	-	8,7
3	9311	28.12.2005 г.	18.12.2005 г.	63,0	18,0	7,4	8.8	30,6	48,7	-	-	17,8
4	9422	01.03.2006 г.	19.02.2006 г.	45,7	32,7	9,0	2,2	21,1	18,2	-	-	50,4
5	9432	05.03.2006 г.	24.02.2006 г.	25,7	38,8	25,4	9,7	14,2	14,6	-	-	71,3
6	9482	01.03.2006 г.	20.02.2006 г.	61,0	22,1	9,1	1,5	59,5	21,1	-	-	13,8
7	9453	20.02.2006 г.	11.02.2006 г.	61,8	16,3	9,7	8.6	60,4	15,0	-	-	21,0
8	9433	06.02.2006 г.	27.01.2006 г.	74,6	12,3	13,1	-	62,5	20,8	-	-	16,7
9	9441	25.02.2006 г.	16.02.2006 г.	58,3	20,4	9,5	3,3	38,9	37,6	-	-	15,1
10	9483	24.03.2006 г.	15.03.2006 г.	83,1	0	12,0	1,3	35,2	47,9	-	-	13,2
11	9431	02.04.2006 г.	24.03.2006 г.	65,3	2,7	26,1	5,0	33,9	42,1	-	-	23,2
12	9511	27.03.2006 г.	16.03.2006 г.	47,7	18,7	17,2	14,6	45,5	17,4	-	-	35,3
13	9423	27.03.2006 г.	18.03.2006 г.	48,1	0	33,2	17,3	28,8	13,8	-	-	55,9
14	9450	21.03.2006 г.	07.03.2006 г.	71,6	10,7	14,4	3,1	59,7	19,6	-	-	20,5
Среднее значение				60,19	15,69	14,34	5,64	39,91	28,72	-	-	27,30

В частности, по конкретным интервалам отмечается:

– Четвертичная-Тибейсалинская верхняя (песчано-глинистая) свита в скважинах цемент за колонной отсутствует (73,49%), плохое сцепление цементного камня с колонной (21,06%) и хорошее сцепление цементного камня с колонной (0,18%);

– Тибесалинская нижняя (глинистая) свита в скважинах цемент за колонной отсутствует (52,22%), плохое сцепление цементного камня с колонной (30,46%), хорошее сцепление цементного камня с колонной (2,60%);

– Ганькинская свита (глинистая с включениями алевролитного материала) в скважинах цемент за колонной отсутствует (38,47%), плохое сцепление цементного камня с колонной (29,06%), хорошее сцепление цементного камня с колонной (4,88%);

– Березовская верхняя подсвита (глинистая с прослоями алевролита) в скважинах цемент за колонной отсутствует (26,17%), плохое сцепление цементного камня с колонной (16,41%);

– Кузнецовская свита (глинистая) в скважинах цемент за колонной отсутствует (6,98%), плохое сцепление цементного камня

с колонной (34,83%), хорошее сцепление цементного камня с колонной (34,65%);

– Отложения сеноманского продуктивного яруса (песчано-алевралито-глинистые) в скважинах цемент за колонной отсутствует (4,22%), плохое сцепление цементного камня с колонной (22,03%), хорошее сцепление цементного камня с колонной (42,34%) и т.д.

В обзорной информации отмечается, что главной причиной возникновения межколонных давлений и перетоков флюидов на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения (ГКМ) является качество цементирования обсадных и эксплуатационных колонн. Из всего анализируемого в обзоре фонда скважинАстраханского ГКМ (505шт.) в 423 скважинах имеются межколонные давления (84% скважин).

По данным «Филиала Северная военизированная часть», особенно большое число скважин с межколонными давлениями имеется на 01.01.2006г. в следующих предприятиях ОАО «Газпром»:

ООО «Ямбурггаздобыча»
Ямбургское ГКМ (валанжин) – 85 скважин

Ямбургское ГКМ (сеноман) – 51 скважина

Заполярное НГКМ (сеноман) – 115 скважин

ООО «Уренгойгазпром»
Песцовое ГМ – 47 скважин

ООО «Надымгазпром»
Ямсовейское ГКМ – 42 скважины
Юбилейное ГМ – 19 скважин.

В качестве главной причины низкого качества крепления скважин на суше и на море, авторы монографии отмечают, что «... в существующих руководящих документах и инструктивных материалах (по креплению скважин) не предусмотрены ни расчеты напряженно-деформированного состояния и условий разрушения тампонажного камня, ни оценки упрочнения и повышения жесткости и устойчивости обсадной колонны за счет влияния цементного кольца, хотя за последние три десятилетия проведены обширные исследования и имеется много публикаций по вопросам влияния механических свойств тампонажного камня на разобшающую способность крепи скважин.

Однако результаты проведенных работ не нашли сколько-нибудь заметного отражения в практике крепления скважин. Наряду с

ТАБЛИЦА 5. Основные показатели качества цементирования эксплуатационных колонн

№ п/п	Номера скважин	Дата ГИС	Дата цементи-рования	Заполнение открытого ствола, %	Контакт цементного камня с колонной, %				Контакт цементного камня с породой, %				
					сплошной	частичный	плохой	отсутствует	сплошной	частичный	плохой	отсутствует	неопределенный
1	9451	24.123005 г.	22.12.2005 г.	89,61	17,4	21,7	24,9	35,8	14,2	0	–	–	85,6
2	9311	02.01.2006 г.	30.12.2005 г.	94,30	44,9	40,3	23	12,3	19,2	33,9	–	–	46,7
3	9482	4-5.03.2006 г.	02.03.2006 г.	80,03	32,4	49,9	17,3	0,2	23,5	10,5	–	–	65,8
4	9422	06.03.2006 г.	02.03.2006 г.	86,94	33,7	48,8	2,6	14,4	25,5	26,7	–	–	47,3
5	9453	24.02.2006 г.	22.02.2006 г.	89,32	20,1	19,4	36,8	23,5	203	15,4	–	–	64,2
6	9433	10.02.2006 г.	08.02.2006 г.	87,11	153	73,9	3,8	6,8	7,1	8,2	–	–	84,7
7	9441	1-2.03.2006 г.	27.02.2006 г.	93,71	31,2	19,0	26,7	22,9	27,5	11,4	–	–	60,9
8	9432	10.03.2006 г.	08.03.2006 г.	92,17	5.0	52,9	24,6	16,9	5,0	4,8	–	–	89,6
9	9483	28.03.2006 г.	26.03.2006 г.	76,91	16,8	47.8	8,8	26,3	11,5	28,9	–	–	59,4
10	9511	31.03.2006 г.	28.03.2006 г.	87,08	25,0	36,2	7,3	31.4	24,4	28,8	–	–	46,7
11	9450	24.03.2006 г.	22.03.2006 г.	96,54	17,5	33,3	19,4	29,5	17,5	31,3	–	–	50,9
Среднее значение				88,52	23,59	40,29	15,85	20,00	17,78	18,17	–	–	63,80

известной косностью в вопросе о применении расчетных методик решающую роль здесь сыграли принципиальные недостатки».

Можно также согласиться с мнением авторов монографии, что «... работа тампонажного камня изучалась бессистемно в условиях отсутствия единой концепции проблемы и общей методики её решения».

Низкое качество цементирования обсадных колонн скважин на всех нефтяных и газовых месторождениях Российской Федерации можно объяснить естественным «старением» этих сооружений.

Значительная часть добывающих скважин пробурена 20–30 лет назад. За это время изменились термобарические условия внутри скважины (уменьшились пластовые давления в 2–3 раза, изменилась температура пластовой воды и горной породы).

Изменение термобарических условий, естественно, повлияло на напряженно-деформированное состояние обсадных колонн, появились значительные зазоры между стенками скважины и трубами.

Произошло естественное старение цементного камня, находящегося в агрессивной и коррозионной среде и т.д.

Все высказанное выше требует разработки новых материалов

и технологий цементирования обсадных колонн скважин применительно к реальным условиям настоящего состояния нефтегазовых месторождений.

В этом направлении можно использовать фундаментальные результаты, ранее выполненных исследований в МИНХ и ГП им. акад. И.М. Губкина (ныне РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), ВНИИКРнефть и ВНИИБТ и др.

В последнее время получены патенты Российской Федерации на новые материалы и усовершенствованную технологию цементирования колонн.

Сущность «Комплексной технологии цементирования скважин» заключается в том, что на основании анализа исходной геолого-технической информации конкретной скважины определяются интервалы в заколонном пространстве, которые необходимо заполнить тампонажным раствором с повышенной изолирующей способностью (РПИС), формирующим герметичное цементное кольцо, исключающее возникновение заколонных флюидопровявлений и межпластовых перетоков.

Остальные интервалы заполняют газонаполненными тампонажными системами (ГТС).

Рецептуру каждой порции определяют исходя из значений

непрерывно изменяющихся по глубине геолого-технических и технологических параметров конкретной скважины (кольцевой зазор, зенитный угол, температура, градиенты давления поглощения, градиенты пластовых и межпластовых давлений каждого пласта в открытом стволе).

Для получения РПИС используются высокомолекулярные водорастворимые полимеры типа КМЦ, гипан, телоза, финфикс и т.п. и ускорители сроков схватывания типа CaCl₂, Na₂CO₃, NaOH и т.п.

Для приготовления ГТС используются следующие химреагенты: Газблок-М, НМН-200, НТФ, НМН-ПЕН.

В качестве буферных жидкостей используются двухфазные и трехфазные газонаполненные системы, обладающие повышенной эрозионной и выносной способностями.

Результаты опытно-промышленных работ при цементировании обсадных колонн на скважинах Харвутинской площади Ямбургского ГКМ.

За период с 01.12.2005 г. по 01.04.2006 г. зацементировано 15 кондукторов и 11 эксплуатационных колонн. После проведения цементирования обсадных колонн на Харвутинской площади специалисты ПФ «Севергазгеофизика» выполнили

ТАБЛИЦА 6. Основные показатели качества цементирования кондукторов по проектной технологии

№ п/п	Номера скважин	Дата ГИС	Дата цементирования	Контакт цементного камня с колонной, %				Контакт цементного камня с породой, %				
				сплошной	частичный	плохой	отсутствует	сплошной	частичный	плохой	отсутствует	неопределенный
1	9310	23.10.2005 г.	14.10.2005 г.	16,8	28,9	45,5	5,8	23,2	8,9	–	–	64,9
2	9444	27.11.2005 г.	18.11.2005 г.	46,9	28,0	13,0	1,7	34,2	34,7	–	–	20,6
3	9333	28.10.2005 г.	20.10.2005 г.	28,2	34,7	24,1	7,4	13,2	44,3	–	–	36,5
4	9370	06.08.2005 г.	27.07.2005 г.	53,9	233	12,6	9,8	53,9	23,2	–	–	22,4
5	9350	26.09.2005 г.	13.09.2005 г.	46,9	19,1	23,3	5,4	0	35,9	–	–	47,7
6	9400	06.12.2004 г.	25.11.2004 г.	2,4	36,0	45,6	8,3	0	0	–	–	92,3
7	9430	09.12.2005 г.	01.12.2005 г.	45,4	34,0	0	13,9	32,1	10	–	–	51,3
8	9480	05.01.2006 г.	23.12.2005 г.	50,3	35,0	12,9	0,8	38,1	7,6	–	–	53,1
9	9421	03.02.2006 г.	24.01.2006 г.	78,9	6,5	9,1	4,4	28,7	42,6	–	–	27,5
10	9353	18.10.2005 г.	07.10.2005 г.	55,4	24,6	14,4	1,2	35,2	31,3	–	–	29,0
Среднее значение				42,5	27,0	20,1	5,9	22,3	23,9	–	–	45,5

ТАБЛИЦА 7. Основные показатели качества цементирования эксплуатационных колонн по проектной технологии

№ п/п	Номера скважин	Дата ГИС	Дата цементи- рования	Заполнение открытого ствола, %	Контакт цементного камня с колонной, %				Контакт цементного камня с породой, %				
					сплошной	частичный	плохой	отсутствует	сплошной	частичный	плохой	отсутствует	неопределенный
1	9310	27.10.2005 г.	14.10.2005 г.	50,43	9,1	16,5	37,0	36,7	4,5	12,5	–	–	824
2	9421	07.02.2006 г.	05.02.2006 г.	55,00	8,4	14,8	71,5	5,2	6,2	12,4	–	–	81.2
3	9444	01.12.2005 г.	28.11.2005 г.	46,87	9,0	85,5	0	5,5	12,4	20,8	–	–	66.8
4	9394	16.05.2005 г.	14.05.2005 г.	30,50	2,3	27,8	61,5	8,0	0,0	4,1	–	–	95,5
5	9333	01.11.2005 г.	30.10.2005 г.	29,18	2,2	34,4	41,1	22,0	0,7	6,9	–	–	92,0
6	9384	30.03.2005 г.	27.03.2005 г.	48,34	9,7	10,1	43,2	36,9	13,5	5,9	–	–	80,5
7	9480	17.01.2006 г.	06.01.2006 г.	65,71	2,3	16,4	40,8	40,5	2,3	15,6	–	–	82,1
8	9443	31.12.2005 г.	27.12.2005 г.	0,00	3,7	13,8	8,8	73,4	0,0	5,9	–	–	93,9
9	9031	20.11.2005	18.112005	43,35	2,4	10,9	64,5	22,1	2,4	10,9	–	–	85.5
10	9481	10.02.2006 г.	07.02.2006 г.	49,97	5,9	58,2	27,8	8,0	3,4	1,0	–	–	95,6
Среднее значение				41,94	5,5	28,8	39,6	25,8	4,5	9,6	–	–	85,5

стандартные промыслово-геофизические исследования с выдачей соответствующих «Заключений о качестве цементирования».

Интерпретация данных промыслово-геофизических исследований проведена с помощью стандартного пакета обработки ПФ «Севергазгеофизика».

В таблицах 4 и 5 представлены результаты геолого-физических исследований некоторых показателей качества цементирования кондукторов (табл. 4) и эксплуатационных колонн

(табл. 5) по новой технологии (на основе заключений АКЦ ПФ «Севергазгеофизика»).

В последних строках таблиц 4 и 5 указаны средние значения контакта цементного камня с колонной и горной породы в процентах.

Для сравнения результатов цементирования обсадных колонн по новой технологии и проектной технологии в табл. 6 и 7 представлены результаты промыслово-геофизических исследований некоторых показателей качества цементирования кондукторов (см.

табл. 6) и эксплуатационных колонн (см. табл. 7) скважин Харвутинской площади.

В последних строках табл. 6 и 7 указаны средние значения контакта цементного камня с колонной и горной породой в процентах.

В табл. 7, так же как и в табл. 5 для всех скважин приведены значения относительного «заполнения открытого ствола» (в процентах) цементным раствором по проектной технологии ООО «Тюмен-НИИгипрогаз» (табл. 7) и по новой технологии крепления (см. табл. 5).



добыча Ямбург» и районными инженерами ЯВО Ф-СВЧ г. Новый Уренгой 25.05.2008 г.).

В табл. 9 представлены сведения о межколонных давлениях по скважинам Харвутинской площади Ямбургского ГКМ за июль 2008 г. (Акт обследования скважин специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» и районными инженерами ЯВО Ф-СВЧ г. Новый Уренгой 27.07.2008 г.), а в табл. 8 за сентябрь 2008 г. (Акт обследования скважин специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» и районными инженерами ЯВО Ф-СВЧ г. Новый Уренгой 24.09.2008 г.).

ТАБЛИЦА 9. Значении межколонных давлений по фонду скважин Харвутинской площади за июль 2008 г.

№ п/п	Номер скважины	Межколонное давление Р, атм
1	903,1	24,0
2	915,2	36,0
3	933,3	8,5
4	939,2	30,0
5	940,1	9,4
6	939,4	8,5
7	942,1	28,0
8	943,1	20,0
9	946,2	12,5
10	947,4	26,0

Особенно опасным для дальнейшей эксплуатации Харвутинской площади является куст № 939, где уже три скважины (№ 939.1, 939.2, 939.4) имеют межколонные давления.

Межколонные и заколонные перетоки флюидов в этом кусте приведут к интенсивному обводнению не только куста, но и большой прилегающей площади дренирования.

В перспективе обводнение куста № 939 приведет к обводнению соседних кустов скважин и защемлению большого объема газа на месторождении.

Целесообразно проводить дальнейшее внедрение новых материалов и технологии крепления с применением облегченных азирированных тампонажных растворов на месторождениях Российской Федерации. ●

Как видно из табл. 4 – 7, коэффициент заполнения цементным раствором открытого ствола в скважинах, зацементированных по новой технологии, более чем в 2 раза превышает проектный.

По новой технологии цементирования – 88,52 % открытого ствола заполнено цементным раствором, а по технологии ООО «ТюменНИИгипрогаз» только 41,94 %, т. е. в 2 раза хуже.

Сравнение данных, представленных в табл. 2 и 4, показывает, что среднее значение зоны «сплошного контакта цементного камня с колонной» при цементировании кондукторов по новой технологии на 40 % выше (60,19 % – табл. 2), чем по проектной технологии (42,5 % – табл. 7).

Результаты АКЦ показывают, что среднее значение зоны «сплошного контакта цементного камня с горной породой» при креплении кондукторов по новой технологии (39,91 % – табл. 4) в 2 раза выше, чем по проектной технологии цементирования ООО «ТюменНИИгипрогаз» (22,3 % – табл. 7).

Среднее значение зоны «плохого контакта цементного камням колонной» при креплении кондукторов по новой технологии на 70 % меньше (14,34 % – табл. 4), чем по проектной технологии (20.1 % – табл. 7), т. е. почти в 2 раза хуже.

В заключение несколько слов о межколонных давлениях в скважинах Харвутинской площади.

В табл. 8 представлены сведения о межколонных давлениях по скважинам Харвутинской площади Ямбургского ГКМ за I квартал 2008 г. (Акт обследования скважин составлен специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» и районными инженерами ЯВО Ф-СВЧ г. Новый Уренгой 22.03.2008 г.) и за май 2008 г. (Акт обследования скважин специалистами ООО «Газпром

ТАБЛИЦА 8. Значения межколонных давлений по фонду скважин Харвутинской площади и I квартал и за май 2008 г.

№ п/п	Номер скважины	Межколонное давление Р, атм	
		за I квартал	за май
1	933,3	8,5	8,5
2	939,2	32,1	32,1
3	939,4	8,5	8,5
4	940,1	9,4	9,4
5	942,1	30,2	30,2
6	942,3	6,0	6,0
7	943,1	20,9	20,9
8	944,3	8,5	8,5
9	946,2	12,5	12,5
10	947,4	32,5	32,5
11	950,4	6,9	6,9
12	951,2	7,9	7,9

НОВЫЕ КЛАДОВЫЕ НЕФТИ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РАЗНОВОЗРАСТНЫХ ДЕЛЬТОВЫХ КОМПЛЕКСОВ ПОДВОДНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Результаты многолетних геолого-геофизических исследований в различных морских регионах мира показывают, что в пределах подводных континентальных окраин, включающих в себя шельф, континентальный склон и континентальное подножие, происходит активное накопление терригенных осадочных толщ большой мощности. Анализируя закономерности осадконакопления в Мировом океане специалисты выяснили, что главная часть осадочного вещества не распределяется по всему дну водного бассейна, а концентрируется непосредственно вблизи места его поступления в океан. При этом определены три основных (глобальных) уровня образования главных скоплений осадочного вещества, составляющих единую седиментационную систему Земли: первый – на границе река-море; второй – у подножия континентального склона и третий – в глубоководной впадине. Осадкообразование на этих уровнях происходит с лавинными скоростями, при этом в осадках захороняется большое количество органического вещества, что делает их весьма перспективными на нефть и газ



Борис Сенин,
ОАО «Союзморгео»



Михаил Леончик,
ОАО «Союзморгео»

Большие объёмы терригенных осадочных образований формируются не только на континентальных окраинах, обращенных к океану. Они накапливаются также во внутриконтинентальных, полностью или частично замкнутых водоёмах типа современных средиземных морей Чёрного и Азовского, морей-озёр типа Каспийского, Аральского, и других крупных озёр – при наличии в них условий, соответствующих указанным выше уровням седиментации и необходимых характеристик водного бассейна, в том числе – его достаточно длительного существования и устойчивого режима его прогибания.

Как следует из многолетних наблюдений, наибольший объём терригенных осадков формируется в связи с разгрузкой канализированных потоков обломочного материала – речных долин разного масштаба и, прежде всего – крупных, трансконтинентальных, длительно существующих и имеющих большие площади водосбора.

Переносимые ими массы терригенных осадков образуют крупные седиментационные тела различных генетических типов: в береговой зоне и на прилегающем шельфе – дельтовые образования различной формы; в пределах континентального склона и его подножия это – конусы выноса различных размеров с турбидитовыми комплексами, связанными с их периферийными зонами. Эти седиментационные тела достаточно широко развиты не только на современных континентальных

окраинах и в пределах крупных внутриконтинентальных впадин, но выявляются так же и в осадочных разрезах, начиная, как минимум, со среднего-верхнего палеозоя, характеризующих древние подводные окраины континентов.

Высокие перспективы нефтегазоносности зон разгрузки в акваториях крупных каналов транспортировки обломочного материала на первом и втором глобальных уровнях седиментации, иллюстрируются на примерах дельт крупнейших рек и континентальных склонов, обращенных к Атлантическому океану. Перспективность этих зон подтверждается и во многих других районах Мирового океана и внутриконтинентальных палеобассейнах.

Проанализированные данные по некоторым зарубежным акваториям, в частности – по морским нефтегазовым бассейнам и провинциям атлантических континентальных окраин показывают, что за последнее десятилетие (по состоянию на начало 2012 г.) здесь открыто более 500 коммерчески значимых скоплений углеводороды. Наиболее существенные открытия сделаны на северо-западной окраине Европы (моря Северное, Норвежское и западная часть Баренцева моря); в Мексиканском заливе, на континентальной окраине Бразилии (бассейны Сантос, Кампос и др.) и Западной Африки (Гвинейский залив, Кванза-Камерунский бассейн), куда разгружаются достаточно долго функционирующие крупные речные системы, такие, как Миссисипи в Мексиканском заливе, Нигер и Конго

РИС. 1. Временные разрезы через континентальные склоны Атлантики



(Источник: журнал GEOExPro, 2012, №1)

– в бассейнах Гвинейского залива и Кванза-Камерунском, Амазонка в бассейнах Бразильского шельфа и другие, или их палеоаналоги.

При этом открытия последнего десятилетия делаются не только в собственно шельфовой зоне, на глубинах воды до 200 м (Северное море, более 70 % открытий),

но и на больших глубинах. В норвежской части Баренцева моря залежи открываются на глубинах воды 300–400 м, а в бассейнах Мексиканского залива и на атлантических подводных окраинах Южной Америки и Африки на глубинах воды значительно превышающих 500 м, то есть в

зонах континентального склона и его подножья, где делается от 60 до 90 % новых открытий. Максимальные глубины дна на участках новых открытий в этих районах составляют 2700–2880 м, что примерно соответствует средним и нижним частям континентальных склонов.

ТАБЛИЦА 1. Выборка по месторождениям углеводородов, открытых в осадочных бассейнах мира в период 2001–2012гг, коллекторами в которых являются турбидиты

Месторождение или «открытие»	Год открытия	Глубина моря	Возраст и литология коллектора	Глубина скважины	Тип УВ
Бассейн CAMPOS – более 45 месторождений и «открытий», в том числе в турбидитах					
ARGONAUTA	2001	1647	Pg ₁ -Pg ₂ турбидиты	3220	Нефть, газ
JUBARTE Проект Whale Park	2001	1246	K2таа - турбидиты надсолевые	388	Нефть, газ
CACHALOTE Проект Whale Park	2002	1478	Pg ₁ -Pg ₂ турбидиты	2950	Нефть, газ
OSTRA	2002	1884	K2таа надсолевые турбидиты	3049	Нефть, газ
MAROMBA	2003	1200	K турбидиты	Нет данных	Нефть
PAPA-TERRA	2003	1208	K турбидиты	3327	Нефть
Бассейн SANTOS – более 35 месторождений и «открытий», в том числе в турбидитах					
ATLANTA	2001	1544	Pg ₂ турбидиты	2 507	Нефть
PIRAPITANGA	2001	1207	K1alb2 турбидиты	5 608	Газ
TAMBAU	2005	1083	K1alb3 подсолевые турбидиты	4 925	Газ
CARAPIA	2006	1500	K3 турбидиты	3 157	Нефть
БАСЕЙН ESPIRATO SANTO					
TAMBUATA (включено в м/р GOLFINHO)	2012	1520	K ₂ сан, турбидиты	6100	Газ, нефть
Бассейны Гвинейского залива – более 140 месторождений и открытий, в том числе в турбидитах					
BANDA (Гана)	2011	921	K ₂ сеп турбидиты	4580	Нефть
ERHA NORTH (Нигерия)	2004	~1100	Ng ₁ турбидиты	3020	Нефть, газ
TOMBUA (Ангола-Кванза-Камерунский бассейн)	2001	366	Ng ₁ турбидиты	3601	Нефть
NEGAGE	2002	1445	Ng ₁ турбидиты	Нет данных	Нефть
ASTRAEA	2005	1496	Kz _{1,2} русловые отложения	3511	Нефть
CERES	2005	1633	Kz _{1,2} русловые отложения	4334	Нефть
HEBE	2005	2008	Kz _{1,2} русловые отложения	Нет данных	Нефть
JUNO	2005	1601	Kz _{1,2} русловые отложения	3200	Нефть
CHISSONGA	2009	1355	Pg ₃ турбидиты	4725	Нефть

ТАБЛИЦА 2. Запасы наиболее крупных морских месторождений, открытых в турбидитах на континентальных шельфах

Государство	Месторождение	Год открытия	Год начала разработки	Запасы млн.т УТ
Бразилия	Marlim	1985	1991	325
	Marlim South	1987	2001	188
	Marlim leste	1989	2003	105
	Barracouda	1994	2006	24
итого				642
Ангола	Girassol B	1996	2001	104
	Girassol C	1996	2005	45
	Dahlia 1	1997	2004	117
	Dahlia 11	1998	2006	91
итого				
Нигерия	Bonga	1996	2003	112
	Agbami	1998	2005	132
	Ahra	1999	2006	128
итого				372

Значительное количество новых открытий (до 50 %) приурочено к песчаным и алевролитовым коллекторам дельтовых и турбидитных комплексов кайнозойского возраста, представляющих устьевые выносы в зону шельфа и континентального склона крупнейших и геологически достаточно долго, как минимум с неогена, функционирующих рек, текущих с континента.

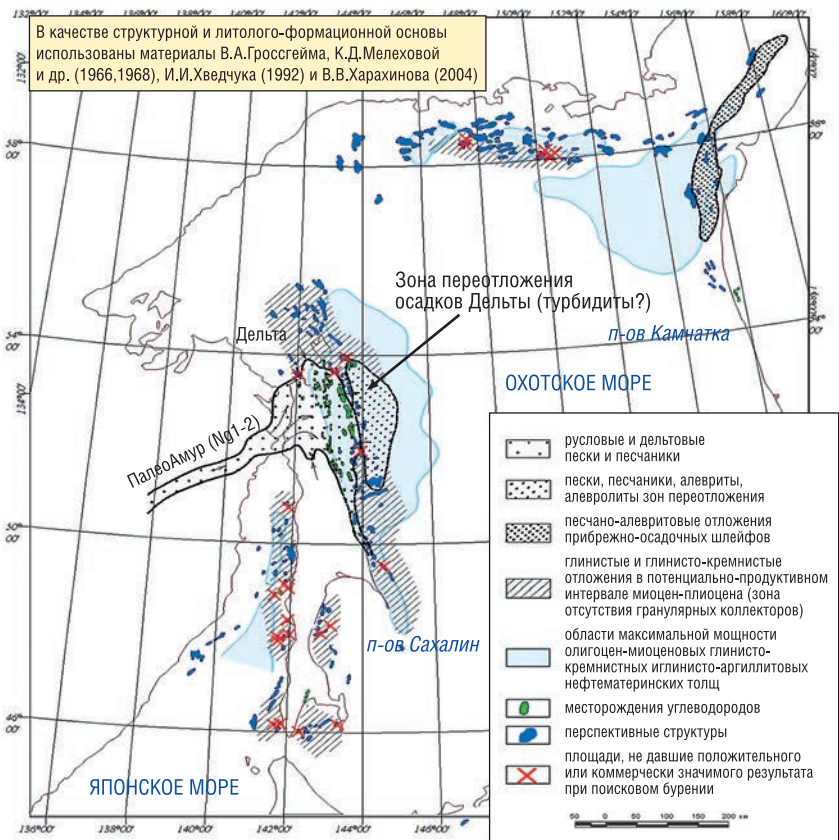
Одно из наиболее крупных месторождений Марлим, с запасами сырья более 500 млн.т в нефтяном эквиваленте, открыто в олигоцен-миоценовых отложениях бассейна Кампос Бразильского шельфа. На временных разрезах в перспективном комплексе этого бассейна выделяются клиноформы, в подошве которых часто прослеживаются продуктивные песчаные пласты, образованные турбидитами.

Области развития дельтовых образований и конусов выноса большой мощности, в которых открыты месторождения УВ или прогнозируется их наличие, как уже отмечалось выше, достаточно широко представлены практически на всех континентальных склонах. На временных сейсмических разрезах они уверенно опознаются по резкому нарастанию мощности осадочной толщи в зоне континентального склона и наличию специфической клиноформной сейсмической записи, отражающей

проградационное наращивание склона в сторону впадины.

Анализ результатов поисковых и разведочных работ в российских акваториях за последние 15–20 лет показывает, что и в этих акваториях имеется достаточно много районов

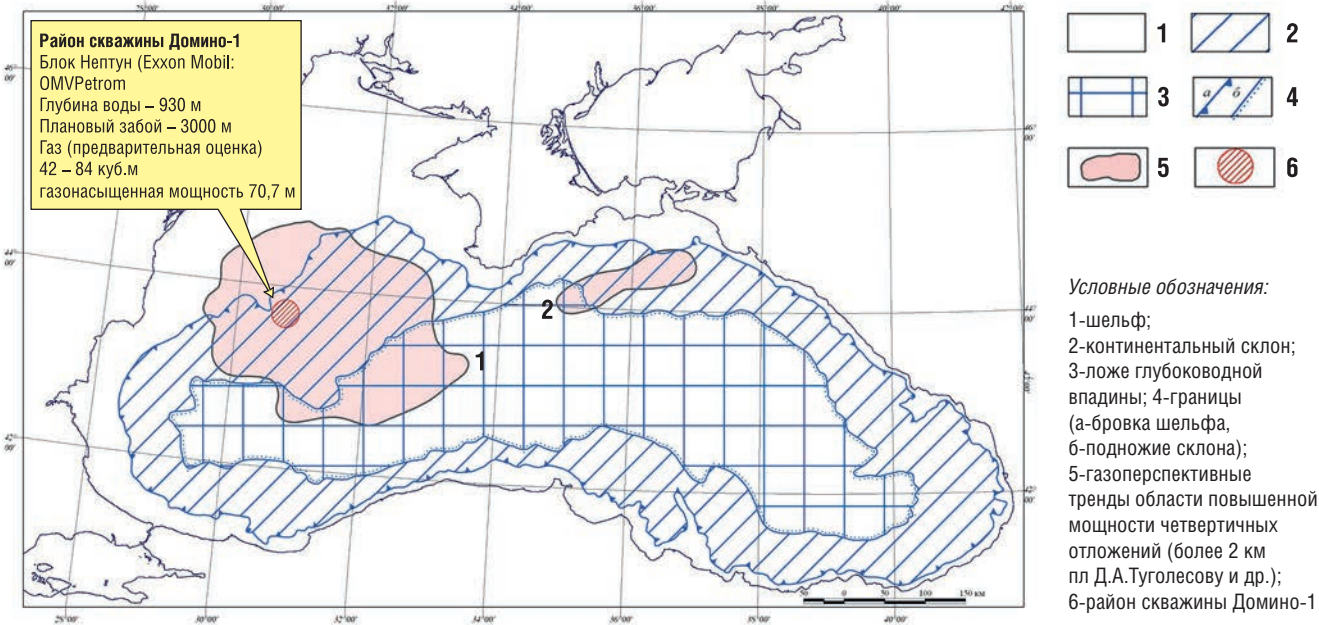
РИС. 2. Схема коллекторских и нефтематеринских толщ в Присахалинской и Прикамчатской зонах Охотского моря



сходного геологического строения, расположенных как в шельфовых, так и глубоководных зонах Арктических и Дальневосточных морей, Черного моря, в которых, при наличии определенных благоприятных геологических обстоятельств могут быть сформированы скопления углеводородов, в том числе – крупные. При этом возраст, выделяемых в российских акваториях древних аналогов речных и дельтовых осадочных образований представлен в широком интервале от неогена до верхней перми.

В частности установлено, что практически все известные сегодня месторождения северной части о-ва Сахалин и его Северо-Восточного шельфа связаны с неогеновыми устьевыми выносами терригенного материала крупнейшей реки Дальнего Востока – Амура. Результаты бурения на присахалинском шельфе показывают, что большинство месторождений приурочено к песчаникам и алевролитам дельтового или турбидитового происхождения. В частности такой вывод можно сделать из результатов изучения Одоптинской

РИС. 3. Предполагаемые газоперспективные тренды в позднекайнозойских отложениях глубоководной области Черного моря (Сенин, 2012)



зоны нефтегазонакопления, тяготеющей к западному склону и замковой области Восточно-Шмидтовской зоны поднятий присахалинского шельфа Охотского моря.

Одно из последних, заметных открытий в этом районе – Кайганско-Васюканское месторождение на крайнем западе впадины Дерюгина также может быть связано с турбидитами, которые представляют собой образования, сформированные в результате размыва и перетолжения расположенных западнее дельтовых образований ПалеоАмура. Турбидиты расположены в подошве клиноформного комплекса.

Аналогичные комплексы встречены в разрезах южных морей – в Черном и Азовском морях (палеodelьтовые комплексы Дона-Кубани и некоторых древних долин северо-западного и центрального Кавказа). Продуктивные разрезы Южно-Каспийской впадины также в значительной степени связаны с выносами плиоценовых рек востока и юго-востока Восточно-Европейской платформы и Туранской плиты.

Одним из интересных новейших примеров, подтверждающих перспективность не только относительно древних, но и весьма молодых дельтовых образований и связанным с зоной позднекайнозойской

разгрузки терригенного материала на континентальном склоне средиземного глубоководного бассейна, может, вероятно, считаться газовая залежь, впервые открытая в Черноморской впадине скважиной Домино-1 на глубине воды около 1000 м в румынском секторе недропользования.

Район открытия характеризуется развитием весьма мощной – до 3 км или более толщи четвертичных или позднеплиоценовых – четвертичных отложений, представляющих собой, скорее всего, результат перемещения

вниз по склону дельтовых образований современной р. Дунай (её позднекайнозойского аналога) вследствие существенных по амплитуде колебаний уровня моря.

Подобные дельтовые и турбидитные комплексы доледниковых или межледниковых эпох обнаруживаются при анализе немногочисленных региональных временных сейсмических разрезов, отработанных на шельфах и континентальных склонах восточно-арктических морей, в частности на морских шельфовых продолжениях речных долин Восточной Сибири –

РИС. 4. Чукотское море. Дельтовые образования в отложениях мела-палеогена в Северо-Чукотском прогибе (по материалам ДМНГ)

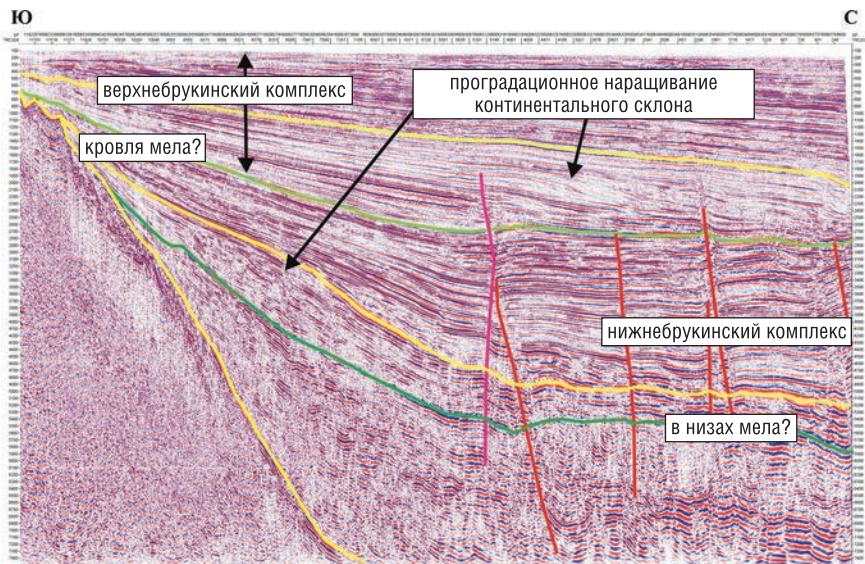
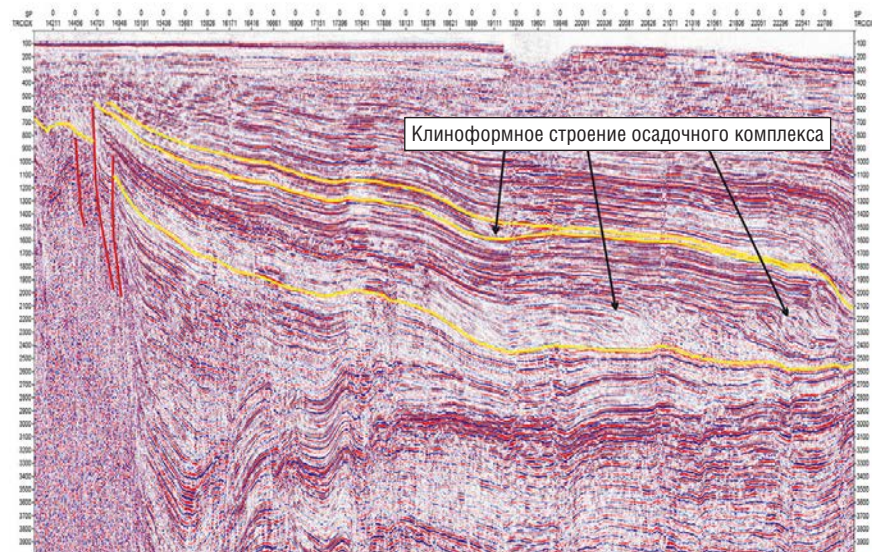


РИС. 5. Восточно-Сибирское море. Дельтовые образования предположительно палеогенового возраста (по материалам ФГУНПП «Севморгео»)



Лены, Колымы, Яны и Индигирки. Анализ сейсмических профилей показывает, например, широкое развитие дельтовых и других веерных образований в Северо-Чукотском прогибе Чукотского моря, в пределах которого на временных разрезах выделяется клиноформное строение отложений предположительно послемелового возраста (палеоген-неоген?). Транспортировка обломочного материала, по всей видимости, проходила по системе узких грабен и прогибов субмеридианального простирания со стороны современной суши.

Сходные комплексы, требующие своего изучения известны и в более древних отложениях – пермских и триасовых – восточной части Баренцева моря, где их образование связано с деятельностью известных по палеогеографическим публикациям гигантских речных долин, пересекавших с юга на север древнюю Восточно-Европейскую равнину. На рисунке 6 показаны клиноформы, выделяемые на временных разрезах в верхнепермских отложениях, широко развитые в южной части Южно-Баренцевской впадины и образующие наземные и подводные дельты и конусы выноса.

Они расположены в зоне сочленения Тиманской плиты и южного склона Балтийского щита с Восточно-Баренцевским мегапрогибом. Наиболее крупный конус выноса сейсмическими исследованиями был выделен

впервые в начале 80-х годов на Куренцовской ступени. Своим образованием он обязан, по всей видимости, деятельности Палеопечоры. Более мелкие конусы выноса выделяются по сейсмическим профилям на Кольской и Мурманской моноклинах восточной части Баренцева моря. Аналогичные образования в пермском разрезе были выявлены и описаны и в континентальной части Печорской синеклизы.

Кроме того, в Южно-Баренцевской впадине, а также в Южно-Карской впадине Карского моря, выделяются неокимские клиноформы, аналогичные по своему происхождению и возрасту клиноформам Западной

Сибири, в которой выявлены многочисленные залежи нефти и газа. Их формирование может быть связано с разгрузкой каналов поставки терригенного обломочного материала с Новоземельско-Северо-Карской и Таймырской суши, предположительно существовавшей в это время. По аналогии с Западной Сибирью в низах клиноформ Южно-Баренцевской впадины предполагается существование песчаных или песчано-алевролитовых и алевролитовых коллекторов предположительно турбидитового происхождения, подобных тем, которые известны в ачимовской толще Западной Сибири.

Нефтегазперспективными могут оказаться не только дельтовые и иные веерные тела, но и осадочные образования иных генетических типов, связанные с разгрузкой речных долин и переотложением «сгруженного» в приустьевом участке аллювия в приморской континентальной или прибрежно-волноприбойной зоне (прирусловые валы, бары, заполненные мощным аллювием приморские участки русел). Такие образования выявляются, например, в триасовых отложениях южной части Баренцева моря, где их формирование связывается с деятельностью крупной триасовой палеодолиной системы. В русловых аллювиальных отложениях этой системы на о-ве Колгуев открыты газо-нефтяные месторождения Песчаноозерское и Тарское.

К формам, возникшим вследствие переотложения триасового обломочного материала,

РИС. 6. Баренцево море. Дельтовые образования пермского возраста на южном борту Южно-Баренцевской впадины (по материалам ОАО «Союзморгео»)

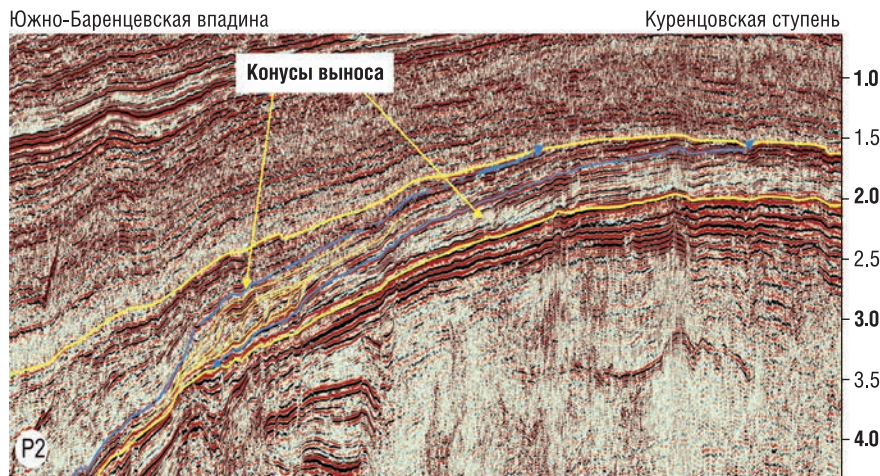
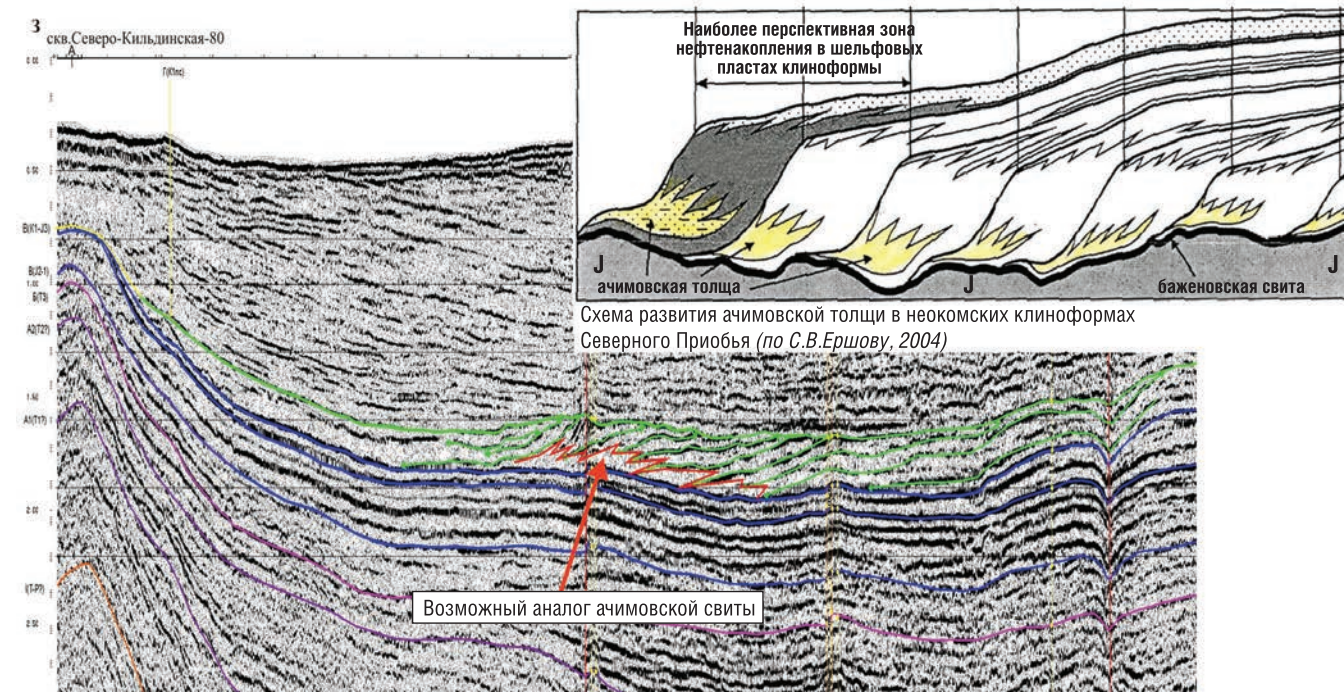


РИС. 7. Баренцево море. Неокимские клиноформы в Южно-Баренцевской впадине (по материалам ОАО «Союзморгео»)



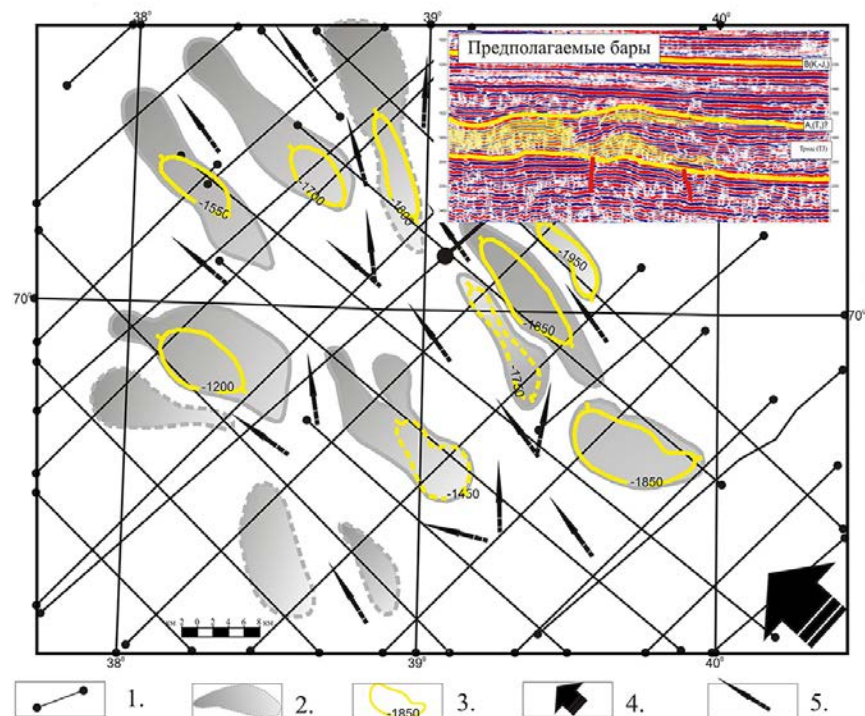
вынесенного в район Кольской моноклинали этой палеодолиной системой принадлежат, по-видимому, валообразные седиментационные тела («бары»)

протяженностью 40–70 км, шириной несколько сотен метров и мощностью до 200–300 м, выделенные сейсмическими исследованиями.

Таким образом, рассмотренные в статье седиментационные образования, связанные с зонами разгрузки крупнейших каналов транспортировки терригенного обломочного материала – крупных древних и молодых речных долин, могут и, очевидно, должны рассматриваться как существенный резерв для поиска скоплений углеводородного сырья на акваториях России. Условия седиментации этих образований – в зонах перехода от континентального шельфа к глубоководью – свидетельствуют о возможности расширения зоны поиска нефтяных месторождений в разрезах некоторых впадин российского шельфа (Восточно-Баренцевский мегапрогиб, Южно-Карская впадина, Южно-Лаптевская и другие крупные впадины шельфа в зонах восточно-арктических морей и черноморских континентальных склонов).

Поиски углеводородов в рассмотренных типах осадочных образований требуют выполнения специального комплексного изучения, структуры зон сопряжения континентальных и морских регионов, динамики их развития и их геологической, в том числе – седиментационной истории.

РИС. 8. Баренцево море. Схема развития предполагаемых баров в верхнетриасовых отложениях на Кольской моноклинали (по материалам ОАО «Союзморгео»)



Условные обозначения: 1 – линии профилей; 2 – предполагаемые бары; 3 – антиклинальные складки над барями; 4 – генеральное направление течения палеореки; 5 – направления течения в протоках.

ПОРТРЕТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЯЕТ РЕЗУЛЬТАТ ДОБЫЧИ

Достоверность геологических моделей месторождений в первую очередь зависит от входной геолого-геофизической информации, используемых технологий и профессионализма специалистов, работающих над проектом. Под набором обычных слов «высококачественные данные ГИС и сейсморазведки» скрываются серьезные финансовые затраты. Необходимо не просто записать стандартный комплекс ГИС, а провести широкополосную акустику, плотностной каротаж, ядерно-магнитные методы, Fullbore Formation MicroImager (FMI)... Создание адекватной модели месторождения требует немалых затрат. Но что делать, когда о высоком качестве геолого-геофизической информации остается только мечтать? Как построить в случае недостатка входных данных достоверную трехмерную геологическую модель? Как принять важное решение о судьбе того или иного нефтегазового актива, находящегося на стадии разведки или ввода в эксплуатацию? На этот и другие вопросы отвечают специалисты Ingenix Group

**Татьяна Кирьянова,
Наталья Кузнецова,
Ingenix Group**

ОБ АВТОРАХ

Кирьянова Татьяна Николаевна – руководитель проекта Ingenix Group. Окончила Пермский Государственный Университет по специальности геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Область экспертизы: комплексная интерпретация данных 2D/3D сейсморазведки с прогнозом свойств резервуаров

Кузнецова Наталья Григорьевна – руководитель проекта Ingenix Group. Окончила Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра литологии и морской геологии. Опыт работы в сервисных компаниях в области подсчета запасов, подготовки проектной документации нефтегазовых месторождений и трехмерного геологического моделирования.

Сегодня для решения задач в области анализа свойств резервуаров углеводородов и их распределения в межскважинном пространстве существует целый ряд апробированных технологий. Множество публикаций в зарубежных и отечественных индустриальных изданиях посвящены успешным проектам, в ходе которых на основании комплексирования высококачественных данных ГИС и трехмерной сейсморазведки, удается получить кубы литотипов и пористости продуктивных отложений, а в некоторых случаях даже смоделировать насыщение ловушек.

Под набором обычных слов «высококачественные данные ГИС и сейсморазведки» скрываются серьезные финансовые затраты. Необходимо не просто записать стандартный комплекс ГИС, а провести широкополосную акустику, плотностной каротаж, ядерно-магнитные методы, Fullbore Formation MicroImager (FMI) и т.д. При проведении сейсморазведочных работ поставить сейсморазведку 3D высокой кратности с большими выносами, обработать данные с применением современных алгоритмов миграции до

суммирования, применить сейсмическую инверсию на этапе интерпретационной обработки. В итоге, с одной стороны, многократно увеличивается стоимость работ, а с другой – появляется шанс создать адекватную модель месторождения.

Но что делать, когда о высоком качестве геолого-геофизической информации остается только мечтать? Как построить в случае недостатка входных данных достоверную трехмерную геологическую модель? Как принять важное решение о судьбе того или иного нефтегазового актива, находящегося на стадии разведки или ввода в эксплуатацию? Отлаженная система взаимодействия всех участников процесса, несомненно, влияет на успешность конечного результата.

Ответить на эти вопросы поможет пример создания геологической модели на основе реального проекта.

По одному из Западно-Сибирских месторождений (юго-восточная часть нефтегазоносной провинции) перед специалистами IngenixGroup была поставлена задача аудита нефтегазового актива. Факторами, значительно влияющими на достоверное решение, были низкое качество входной геолого-



Общий вид западины в окрестностях с. Беневка (зона отчуждения ЧАЭС)

геофизической информации и временные рамки. Конечной целью проекта являлась не просто оценка запасов, а принятие обоснованного инвестиционного решения. Как уже отмечалось выше, в процессе создания геологической модели и подсчете запасов/ресурсов участвуют специалисты многих направлений. Но единым связующим звеном для всех должна являться геология. И в первую очередь необходимо понимание всеми специалистами условий осадконакопления. Другими словами, в основе цифровой модели резервуара должна стоять седиментационная модель. Только при таких условиях можно достоверно решить задачу геологического моделирования даже при недостаточности входных данных.

На первом этапе работы были проанализированы данные по 8-ми скважинам, результаты обработки и интерпретации 3D сейсморазведки площадью 85 км² и отчеты предыдущих исследований.

По итогам проведенной экспертизы было принято решение о необходимости собственной переинтерпретации геолого-геофизической информации, и создании трехмерной модели. Для понимания детального строения объекта исследований анализировались данные по всей территории лицензионного участка, включая два соседних месторождения. В результате в проект была вовлечена информация по 25 скважинам (23 из них пробурены в 60-70-е годы), 1400 погонных километров 2D профилей и куб 3D.

Целевой интервал отождествляется с пластом Ю1 (верхнеюрский нефтегазоносный комплекс). Казалось бы, работая много лет в Западно-Сибирском регионе, что можно упустить из виду? Во всех отчетах, выполненных ранее, отмечено, что лицензионный участок расположен в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую, а условия осадконакопления переходные – от континентальных к прибрежно-морским фациям. Такие выводы не дают однозначных ответов на главные вопросы: «В каких условиях происходило образование коллекторов? Какова морфология песчаных тел?» В предыдущих работах исследуемый резервуар с эффективными толщами от 4 до 27 метров представлялся единым песчаным телом, широко развитым по площади, с отдельными

глинистыми прослоями. Однако разрезы скважин свидетельствуют о сложной пространственной геометрии песчаных пластов. В данной ситуации ключом к решению важнейшей задачи прогноза зон распространения коллекторов, является выяснение фациальной природы песчаных тел, т.е. условий их формирования.

В исследовании, проведенном Ивановой Н.А. применена методика комплексного фациального анализа, включающая в себя определение генезиса продуктивных пластов на основе геофизических, литологических и терригенно-минералогических данных. Был проведен анализ электрометрических характеристик пластов (по конфигурации каротажных диаграмм ПС, КС и ГК, НГК) и обработан керновый материал по большому количеству скважин (макро- и микроскопические исследования). На основании изучения терригенно-минералогических комплексов (ТМК) пород (ассоциаций минералов тяжелых фракций) доказано, что на протяжении верхней юры на большой территории исследований (куда входит и изучаемый лицензионный участок) господствовали континентальные условия осадконакопления.

Электрометрические характеристики пласта Ю2 свидетельствуют о существовании речной системы еще во время накопления отложений тюменской свиты. На рубеже тюменской и наунакской свит не

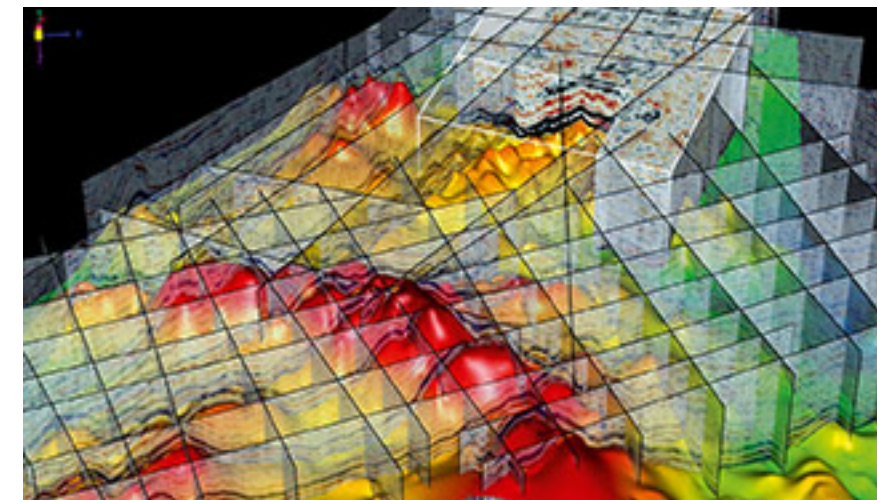


РИС. 1. Изохронная поверхность отражающего горизонта Ю1, прослеженная по данным 2D/3D сейсморазведки

происходит смены обстановок осадконакопления. Пласты Ю1/3+4 также формировались преимущественно в континентальных условиях, на фоне региональной регрессии моря. Спокойный тектонический режим и выровненный рельеф предопределили развитие речной системы с меандрирующими руслами.

Отложения русел прослеживаются по целому ряду скважин. Мощность коллекторов пласта Ю1/3+4 на изучаемом ЛУ достигает 18 м. Песчаники среднемелкозернистые плохосортированные с различными видами слоистости, с глинистым каолинит-хлоритовым цементом. Вверх по разрезу зернистость уменьшается, улучшается сортировка, появляется сидерит, увеличивается количество ОВ. Гранулометрический состав отложений русловых фаций свидетельствует о достаточно высокой энергии потока.

Генетически связанные с русловыми отложениями фации мелких проток и прирусловых песков встречены еще по ряду скважин. Песчано-алевритовые отложения имеют небольшую мощность до 5 м. Эффективная толщина отложений песков разлива, береговых валов, прирусловых отмелей невелика (2-4 м), но площадь их распространения достаточно большая.

Фация заливных пойм с мелкопесчаным и алевритовым материалом, с большим количеством углефицированного растительного детрита встречена в разрезах нескольких скважин на севере лицензионного участка. Отложения заболоченных участков пойм, стариц, болот также выявлены в нескольких скважинах и представлены глинами с редкими тонкими прослоями алевритов и песчаников.

Во время накопления пласта Ю1/1+2 в региональном плане на фоне трансгрессии моря отмечается сокращение области континентальных обстановок накопления. Лишь на отдельных палеовозвышенностях продолжает существовать речная система. В целом отмечается понижение гидродинамического режима, русла становятся меандрирующими, большее распространение получают пойменные озерно-болотные отложения. Мощности песчаных

РИС. 2. Выкопировка из литофациальной карты на время формирования продуктивных пластов, составленной по результатам региональных исследований (1а, 1в), схема фаций речной долины, прорезанной меандрирующими руслами (16)

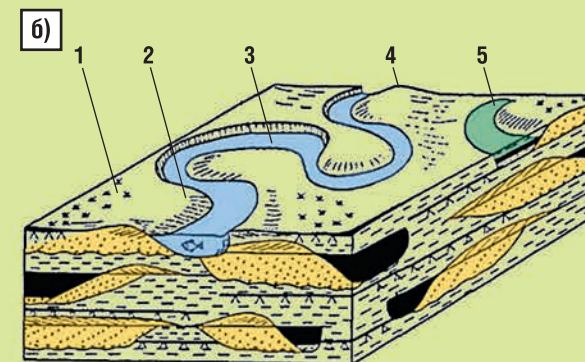
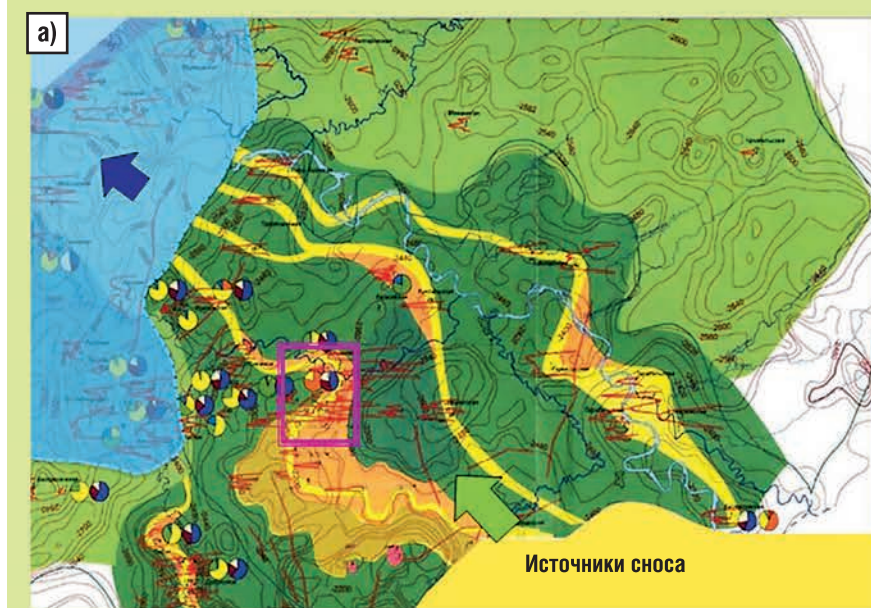
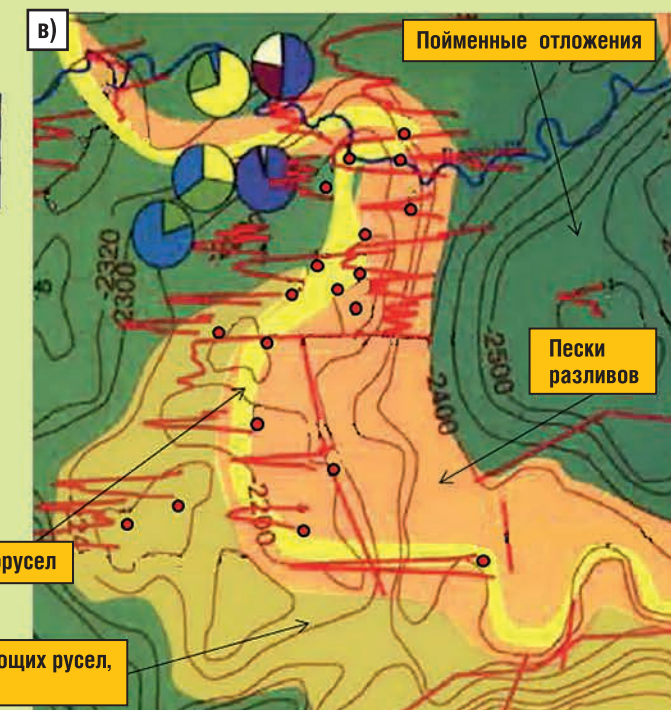


Схема фаций речной долины, прорезанной меандрирующими руслами

(Р.К. Селли, 1981, по Вишеру)
1 – пойменное болото, 2 – коса, 3 – русло, 4 – намывный вал, 5 – старичное озеро отмершей меандры

Отложения палеорусел

Отложения боковых проток, меандрирующих русел, в сочетании с прирусловыми песками



тел уменьшаются, возрастает алевритовая составляющая, происходит глинизация русловых отложений, увеличивается количество прослоев углей, что отражается и на конфигурации каротажных диаграмм.

Основная цель фациального анализа изучаемых отложений – установление связей генетических типов и фильтрационно-емкостных свойств пород, и, как следствие, выявление зон развития улучшенных пород-коллекторов.

Важными факторами, влияющими на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов продуктивного интервала, являются гранулометрический состав и наличие цемента. По результатам проведенных исследований было выяснено, что коллекторские свойства ухудшаются при увеличении содержания алевритовой фракции, при увеличении плотности пород и с повышением содержания глинистого и сидеритового цемента. И, наоборот, значения пористости и проницаемости возрастают с увеличением песчаной фракции и снижением содержания глинистого цемента (в отложениях унаследованных палеорусел в одной из скважин значения фазовой проницаемости газа по результатам исследования керна достигают 460 мД).

Таким образом, в породах-коллекторах отложений палеорусел следует ожидать улучшенные фильтрационно-емкостные свойства. Отложения песков разлива, береговых валов, прирусловых отмелей и пойменно-озерно-болотные обладают, соответственно, пониженными и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Пойменно-озерные-болотные фации чаще всего вообще не являются коллекторами.

Обладая сведениями о фациальной принадлежности образований в каждой скважине, полученными в результате проведенного анализа диаграмм ГИС и керна, специалистами IngenixGroup была проведена статистическая обработка геолого-геофизической информации и сделаны следующие выводы. Во-первых, скважины, расположенные в пределах предполагаемых палеорусел, характеризуются:

- по данным ГИС повышенными эффективными толщинами: для пласта Ю1/3+4 эффективная толщина пласта достигает 18 м, а для пласта Ю1/1+2 – 12 м;
- по данным ГИС и керна отмечаются улучшенные фильтрационно-емкостные свойства: пористость до 18 %, а проницаемость до 500 мД;

- по результатам испытаний в целом для пласта Ю1 получены наиболее высокие дебиты газа (более 100 тыс. м³/сут).

Второй вывод касался методики и процедур построения геологической модели. Для завершения этапа создания седиментационной модели месторождения, которая в первую очередь базируется на фациальном анализе керна и кривых ГИС, необходима интерпретация волновой картины сейсмических данных и сведение всех результатов в единую карту распределения фаций.

По определению Митчема и Вейла сейсмофациальный анализ: «Это – исследование формы, непрерывности, амплитуд, частот сейсмических отражений и их ассоциаций в пределах того или иного сейсмического комплекса и анализ этих параметров с целью получения информации об условиях осадконакопления и литологическом составе отложений». Конфигурация отражений является самым выразительным признаком сейсмических фаций и позволяет установить основные характеристики напластований, по которым, в свою очередь, можно судить о процессах седиментации, о палеорельефе, о характере заполнения русел и т.д.

В результате анализа карт атрибутов и различных видов

срезов по сейсмическому кубу в интервале пласта Ю1 не было обнаружено классического отображения палеорусел в виде изменения интенсивности амплитуд или значительного «проседания» фаз, что обычно фиксируется на разрезах в палеоварианте.

Для выяснения этого явления было проведено моделирование изменений волнового поля в зависимости от свойств пласта и вмещающих пород. В целом изучаемые отложения имеют достаточно выдержанные по разрезу акустические характеристики ($V_p \sim 3500-3800 \text{ м/с}$, $\rho \sim 2.4-2.6 \text{ г/см}^3$). При этом встречающиеся угольные пропластки характеризуются аномально низкими пластовыми скоростями 2000-2500 м/с и плотностями 1.3-1.6 г/см³. На основе анализа модельных трасс был сделан вывод о том, что изменение свойств наиболее мощного пласта Ю1/3+4 незначительно отражается на значениях амплитуд. В то время как отсутствие или сокращение мощности угольных пропластков приводит к преобразованию всего волнового пакета, отождествляемого с отложениями наунакской свиты. Таким образом, именно прослой углей в большей степени влияют на интенсивность сейсмической записи.

Тем не менее, с использованием алгоритма нейронных сетей были

получены сейсмофациальные карты отдельно для пластов Ю1/1+2 и Ю1/3+4, характеризующие изменения волновой картины в многоатрибутном варианте. В первом случае анализировались кубы: Relative Acoustic Impedance и Differentiation, во втором случае: Differentiation, куб амплитуд и Amplitude-Weighted Instantaneous Frequency. Наиболее отчетливо и в том, и в другом случае выделяется зона развития пойменных отложений, что подтверждается полностью заглинизированным разрезом одной из скважин, расположенной на границе 3D съемки и отдельными маломощными прослоями коллекторов, вскрытых другой скважиной в пределах трехмерной сейсмике. Но самой информативной с точки зрения авторов данной работы стала карта сейсмофаций, рассчитанная в целом для интервала пласта Ю1. Специалистами IngenixGroup были намечены предполагаемые границы мощного палеорусла шириной около 1,5–2 километров, характерного для пласта Ю1/3+4. А также ряд более узких, меандрирующих русел, свойственных для пласта Ю1/1+2 и граница зоны распространения глинистых отложений. Красно-коричневые сейсмические фации отождествляются с зонами

преобладания коллекторов, а сине-фиолетовые – с зоной преобладания отложений поймы.

Подобный анализ был также сделан и по профилям 2D. Однако в силу нескольких причин (съемки разных лет, различные графы обработки, большое расстояние между профилями), полученные результаты менее достоверны.

Таким образом, на основании сведений регионального характера, геолого-геофизической информации по скважинам и по результатам интерпретации данных сейсморазведки 2D/3D, было выполнено картирование русловых фаций продуктивных отложений пластов Ю1/1+2 и Ю1/3+4. Факт существования зон глинистых пойменных отложений позволил обоснованно разделить залежи пласта Ю1 соседних месторождений, в которых газоводяной контакт различается на десятки метров.

Корректное решение задачи количественной оценки свойств резервуара Ю1 в межскважинном

пространстве в данных условиях не представляется возможным. Сейсмическая инверсия – наиболее популярная на сегодняшний день технология прогноза эффективных толщин и пористости будет неэффективной. Ее применение может привести лишь к недостоверным результатам. Целый ряд факторов указывает на это:

- из 25 скважин только в трех есть данные акустического каротажа и в двух – плотностного каротажа;
- моделирование изменений сейсмической картины в зависимости от различных свойств коллекторов и вмещающих пород показало, что интенсивность амплитуд волнового пакета в большей степени зависит от наличия угольных пропластков, а не от вариаций эффективной мощности пласта и/или пористости;
- проведенный петрофизический анализ дает основание сделать вывод, что по значениям акустического импеданса невозможно разделить изучаемые

отложения на коллектор и неколлектор (глинистые разности).

В связи с вышесказанным было принято решение о принятии результатов седиментационного анализа в качестве основы трехмерной геологической модели. Были построены трендовые карты эффективных толщин на основании сейсмофациальных карт и общих принципов распространения русловых отложений. Куб литологии создавался с учетом особенностей строения палеорусел, протяженности осадочных тел, сообщаемости отдельных пропластков и их распределения по вертикали.

Оцененные запасы углеводородов по трехмерной геологической модели позволили выбрать наиболее обоснованный сценарий разработки месторождения и рассчитать финансово – экономическую модель, на основании которой были приняты своевременные инвестиционные решения.

Итогом всей работы команды экспертов IngenixGroup стал ввод изучаемого месторождения на стадию эксплуатации. На сегодняшний день пробурены четыре эксплуатационные скважины. Новые данные полностью подтвердили подход к пониманию геологического строения залежи, структурный план и наличие зон коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В процессе освоения были получены ожидаемые высокие дебиты газа – порядка 300–400 тыс. м³/сут.

Если говорить об организационных моментах работы над проектом, то следует отметить, что квалификация и опыт экспертов проектной группы – важный фактор успешной работы и достижения результата. Но существует ряд вопросов, которые оказывают не меньшее влияние на результат исследований.

Во-первых, итог работы зависит от состава проектной группы и коммуникаций внутри этой группы. Обычная практика оценки проектов – это последовательная цепочка от интерпретации сейсмических данных до подсчета запасов и/или оценки ресурсов. На первый взгляд, такая последовательность процесса оправдана. Научно-исследовательские центры или институты имеют свои

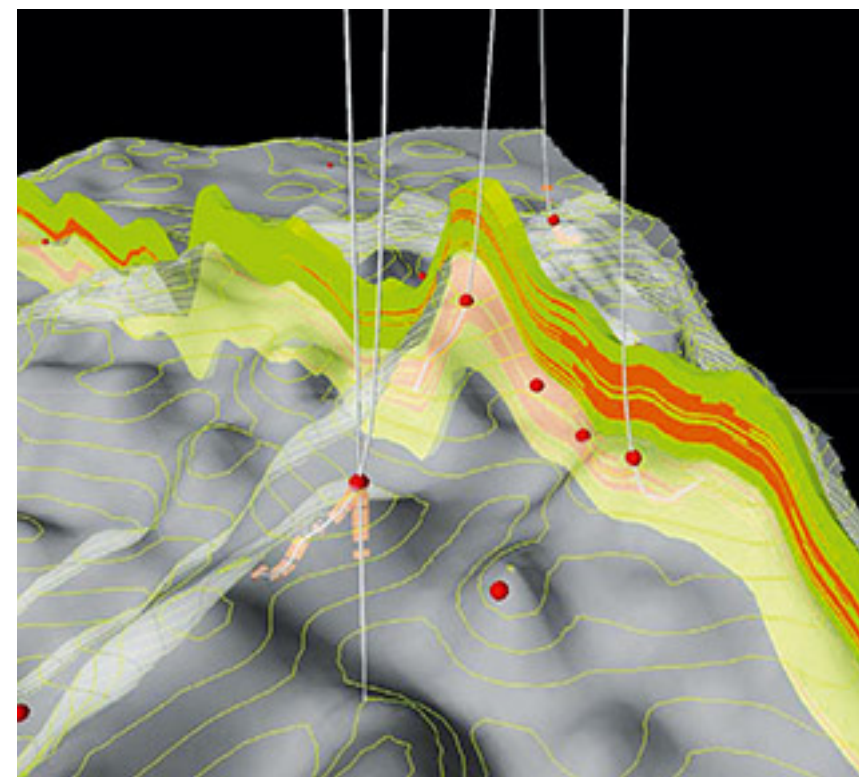


РИС. 4. Пространственное распространение коллекторов верхнеюрских отложений пластов Ю1/1+2 и Ю1/3+4 и положение новых скважин

подразделения, занимающиеся интерпретацией сейсмических данных, петрофизическими исследованиями, геологическим и гидродинамическим моделированием. Каждое подразделение выполняет свою задачу и передает результат своей работы смежному подразделению. Кроме того, существует практика заказа исследований в нескольких научно-исследовательских центрах. Каждый институт выполняет определенную часть проекта. Заказчик в этом случае получает дополнительную экспертизу (каждая последующая цепочка в процессе является некоторым аудитором предыдущего исполнителя). С другой стороны, такая последовательность приводит к потере обратной связи между экспертами разных специализаций. Не секрет, что экспертиза или интерпретация разных специалистов могут быть диаметрально противоположными (что естественно на начальной стадии разработки месторождений). Это происходит по ряду причин: разные уровни профессионализма, опыта, знаний, объемов исходной информации. Заказчик должен иметь свою квалифицированную экспертизу, чтобы быть «рефери»

в случае неоднозначных выводов от разных исполнителей. Крупные нефтяные и газовые компании решают эти проблемы через создание собственных научно-аналитических центров. Но и это не дает гарантию качественной оценки проекта.

Представляется, что единственным решением проблемы коммуникаций является создание комплексной группы специалистов. Члены этой команды имеют возможность работать в тесном взаимодействии. Чаще всего, оценка проекта состоит из множества итераций. Вышеописанный случай подтверждает, что интерпретация сейсмических данных невозможна без создания геологической концепции модели еще на первом этапе исследований. Изучение региональных трендов геологического строения залежей позволяет понять подходы к сейсмическому моделированию. Сейсмическое моделирование устанавливает взаимосвязи между волновым полем (интенсивностью и формой записи) в зависимости от изменения петрофизических свойств изучаемого интервала (пористости, литологии, насыщения). Это дает возможность оценить,

в какой мере сейсмические данные чувствительны к изменению коллекторских свойств, и установить критерии для последующего их прогноза по сейсмическим данным. Суть петрофизического обоснования заключается в поиске корреляционных связей между упругими параметрами и коллекторскими свойствами изучаемых отложений. В процессе такого анализа также оценивается эффективность использования результата инверсионных преобразований для прогноза свойств коллекторов и разделения литотипов в поле упругих параметров. По найденным зависимостям строятся прогнозные карты, характеризующие изменение петрофизических свойств по площади и рассчитываются кубы литологии, пористости. Все эти процедуры взаимосвязаны и нацелены на построение качественной геологической модели.

В описании методики изучения сейсмической инверсии, как технология прогноза эффективных толщин и пористости, не будет эффективной в данном исследовании. Применение этой технологии может привести лишь к недостоверным результатам. Но чаще всего, исполнители не готовы сообщить заказчику о неоправданности каких-либо запланированных процедур, потому что не хотят терять доходы. Это вторая проблема исследовательских институтов или сервисных компаний, осуществляющих оценку проектов. Для нефтегазовых компаний важно получить качественную, но недорогую оценку. Сервисные компании готовы сделать качественную модель, но не готовы терять рентабельность своего бизнеса (что может произойти, если фактические трудозатраты превысят плановые показатели). Оценить трудозатраты до начала анализа практически невозможно. Исполнитель не знает качества материала и не может определить, какая методика даст наиболее верный результат. Единственный способ избежать такой ситуации – это оплата услуг исполнителя по фактическим затратам. Но в этом случае нефтяные компании должны быть готовы платить за качество, а исполнители должны быть максимально правдивы. ●

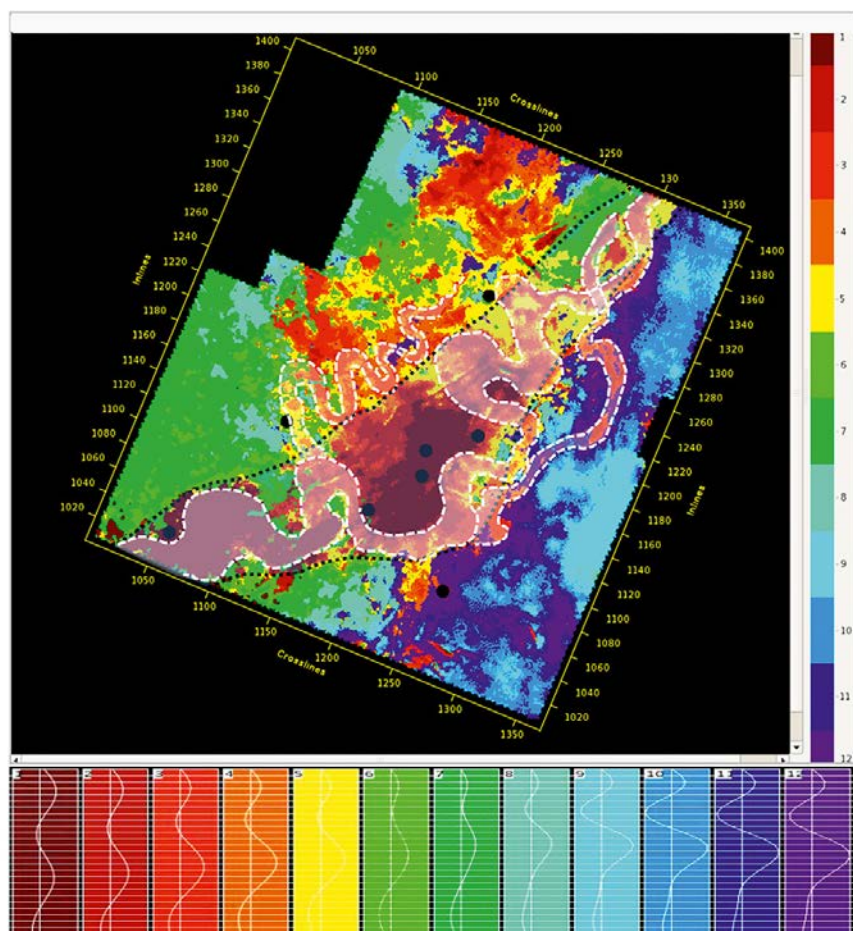


РИС. 3. Карта и модельные трассы сеймофаций в интервале пласта Ю1

НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГИЯ

Электрогенераторы, работающие на дизеле или на бензине, используются сегодня везде, где необходимо постоянное снабжение электроэнергией. Они незаменимы на социальных объектах, в не электрифицированных районах, а также на промышленных и производственных объектах, где ни на минуту нельзя прекращать рабочий процесс. Бесперебойное функционирование этих объектов напрямую зависит от автономных источников энергии. Как сегодня обстоят дела на рынке дизельных генераторов?

Анна Павлихина

Почему применяют и как подразделяют

На российском рынке существует большое количество предложений мобильных электростанций: дизель-генераторов, бензо-генераторов, газогенераторов.

Дизельный генератор или дизельная электростанция – установка для выработки переменного тока, т.е. электрической энергии в случае её отсутствия, отключения или недостаточной подачи от основной электросети. Это технически сложное устройство представляет собой автономный агрегат, который преобразует один вид энергии в другой, вырабатывая электрический ток

Исторически сложилось так, что большая часть территории России располагается вне зоны действия централизованных электрических сетей. Удел неохваченных регионов – использование автономных электростанций. Другая причина, уязвимость «большой» энергетики, вызванная крайней изношенностью оборудования электростанций и энергетических сетей. Поэтому, отсутствие централизованного электроснабжения можно считать одной из первых причин использования автономных источников энергии.

В качестве второй причины широкого распространения применения дизель-генераторов можно назвать безопасность. Современные тенденции развития мирового рынка электроэнергетики свидетельствуют о неуклонном росте доли автономных источников электроэнергии. За рубежом, как правило, создание автономных источников электроэнергии диктуется законодательными предписаниями обеспечения энергетической безопасности различных объектов, таких как аэропорты, государственные учреждения, опасные производства и т. п.

И третья причина – экономичность. Довольно часто интересы энергетической безопасности совпадают с экономической целесообразностью оснащения предприятий различных отраслей резервными источниками электроснабжения.

Дизельные электрогенераторы занимают особое место в автономной электроэнергетике России. Специалисты отрасли утверждают, что в настоящее время, как, и в обозримой перспективе, энергетические установки с дизельными двигателями останутся самыми экономичными в диапазоне мощностей от 5 до 2500 кВт в одном агрегате, и им нет альтернативы в наиболее важных секторах экономики. При этом наиболее востребованными по-прежнему являются ДЭУ мощностью от 100 до 500 кВт. В настоящее время выпускаются однофазные и трёхфазные дизель-генераторы. Первые – бытовые, вторые – оптимальны для энергоснабжения промышленных потребителей.

Дизельные электростанции, цена которых выше бензиновых генераторов, обеспечивают оптимальную стоимость расходов за выработку электроэнергии, и как следствие этого, скорую окупаемость дизель-электростанции

В качестве резервных источников питания чаще используются дизель-генераторные установки с воздушным охлаждением, а более мощные дизельные генераторы (ДГУ), имеют жидкостное охлаждение. Дизельные генераторы жидкостного охлаждения – это стационарные установки мощностью от двух до нескольких тысяч киловатт. Они вполне могут служить основным источником электроэнергии.

Маломощные дизель-генераторные установки, как правило, используют двигатели воздушного охлаждения, сильно шумят, к тому же им необходимо охлаждаться воздухом, поэтому устанавливать их желательно на открытом пространстве или обеспечивать необходимую приточно-вытяжную вентиляцию. Тем не менее, резервные дизельные генераторы, благодаря своей мобильности и простоте в эксплуатации, пользуются большой популярностью.

Все генераторы можно разделить на несколько основных групп:

- **по назначению** – бытовые или профессиональные генераторы (до 15 кВт),
- **по виду топлива** – бензин (бензо-генераторы), дизель (дизель-генераторы), газ (газогенераторы),
- **по применению** – основные или резервные электростанции,
- **по исполнению** – открытые, в шумопоглощающем корпусе, в контейнере, в кунге и т.п.
- **по виду пуска** – ручной (для малогабаритных генераторов и мини электростанций), электро-стартерный или автоматический.

Также генераторы делятся по производителю.

Игроки и рынки

На отечественном рынке бензиновых электрогенераторных установок российские производители занимают весьма скромное место, но на рынке дизельных электростанций есть возможность конкурировать.

За последнее время спрос на рынке ДЭУ заметно сместился в сторону более мощных агрегатов. По крайней мере, это отмечается в центральных регионах. Можно также отметить расслоение потребителей дизельных электро-агрегатов. Традиционными потребителями электро-генераторных установок мощностью от 100 до 200 кВт являются банки и другие коммерческие структуры, компьютеризированная работа которых сильно зависит от сохранности базы данных и постоянного доступа к информации.

Такие организации отдают предпочтение импортным агрегатам европейских компаний, таких, как «F.G. Wilson», «Caterpillar», «Atlas Copco», «SDMO», «Rkraft». Этим потребителей интересует высокое качество установок, и они имеют возможность платить за это качество и за его техническое обслуживание.

Предпочтение отечественным производителям, как правило, отдают по двум причинам. Во-первых, ограниченность в средствах (как правило, отечественные производители дизельных генераторов составляют более низкий ценовой сегмент), и во-вторых, верность традициям в работе с отечественным оборудованием.

При этом, следует отметить, что использование отечественного оборудования имеет ряд плюсов. Их использование в отдаленных районах делает эти генераторы более удобными при эксплуатации и ремонте, ведь запчасти к импортному оборудованию

не всегда легко найти в труднодоступных районах, а это риск остаться без электроснабжения на длительное время.

Импортные ДЭУ требуют от специалистов навыков обращения с этой техникой при ремонте и обслуживании, она не рассчитана на то, что ее будут ремонтировать люди специально не обученные. В этом смысле отечественные установки более ремонтпригодны.

Наиболее крупными отечественными производителями дизельных двигателей и дизельных установок в России являются ОАО «ХК «Барнаултрансмаш», ЗАО «Волжский дизель имени Маминых», АО «Курский электроагрегат», АО «Новосибирский электроагрегат», ОАО «Пенздизельмаш», «Энергетический Центр «Президент-Нева»», ЗАО «НТЦ РАСЭЛ» и др.

Специалисты утверждают, что без целенаправленной работы над улучшением удельных технических характеристик, снижения материалоемкости за счет использования более совершенных конструктивных материалов, повышения уровня автоматизации и др. отечественные производители рискуют увеличить качественный разрыв между импортным и отечественным дизель-электрогенераторным оборудованием.

Прежде всего, необходимо разделить производителей электростанций на бытовые бензиновые генераторы и дизельные электростанции воздушного охлаждения и производителей промышленных профессиональных дизель-генераторных установок для непрерывной работы.

Производители бензиновых генераторных установок в основном занимаются сборкой электростанций из двигателей и генераторов ведущих производителей. Производители производят только сборку электростанций на базе надежно зарекомендовавших себя двигателей Honda (Япония), BriggsandStratton

Сегодня на российском рынке работают ведущие мировые производители электростанций: Gesan, Onis Visa, Cummins, SDMO, FG Wilson, Yanmar, Geko, Caterpillar, Lister Petter, AKSA, Pramac, FPT (Iveco), Energo, а также производители двигателей электростанций: Yanmar, Caterpillar, Cummins, Deutz, Iveco, John Deere, Lombardini, Mitsubishi, MTU, Perkins, Scania, Volvo

(США), Robin (Япония) и генераторов MeccAlte (Италия), Sincro (Италия). Линейка данных двигателей практически идентична друг другу по техническим и эксплуатационным характеристикам,

Также в данном ряду присутствуют качественные заводские китайские бренды, которые производят двигатели и электростанции по лицензии завода Honda, такие станции не хуже по качеству и продолжительности моторесурса своих оригиналов, но отличить качественный фабричный лицензионный китайский агрегат от электростанции кустарного китайского производства не знающему покупателю крайне сложно.

В последнее время российский рынок дизель-генераторов и дизельных электростанций столкнулся с

серьезным вызовом в лице компаний, предлагающих по демпинговым ценам генераторы, якобы изготовленные из первоклассных европейских комплектующих. В действительности эти дизель-генераторы оказываются низкокачественной продукцией китайского производства, а продающие их компании, стремясь к легкой «наживе», сознательно вводят потребителей в заблуждение.

Несовершенство закона № 94-ФЗ «О размещении заказов на поставку товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд» предоставляют широкие возможности для фактического подлога.

Кроме того, в России не существует профессиональных организаций или объединений производителей и поставщиков дизель-генераторов, способных регулировать ситуацию на рынке.

К «экзотическим» китайским брендам специалисты компании PCM относят двигатели Bearford, Ricardo, Styer, Lester, Mitsudiesel. Данные двигатели не являются аналогами двигателей ЯМЗ или ММЗ, а тем более двигателей Volvo Penta, Caterpillar, John Deere, Mitsubishi и не могут поставляться с подобной формулировкой.

Еще одной проблемой для производителей дизельных электрогенераторов стало то, что в основных районах, где они пользовались наибольшим спросом, т.е. труднодоступных, не электрифицированных территориях Сибири стали добывать газ. Это стало основной причиной перехода на газовые генераторы.

Подробно о производителях

ELEMAX (Япония) – один из наиболее надежных бензо-генераторов на российском рынке. Обновленный в 2005 году модельный ряд электростанций японского завода Honda Motor Co. SawaFuji Corp. под маркой ELEMAX – один из лидеров премиум класса. Усовершенствованные технические характеристики нового модельного ряда с префиксом EX по сравнению с предыдущим модельным рядом с префиксом DX существенно повысили выходные показатели. Высоконадежные, экономичные 4-х тактные двигатели HONDA японской сборки, адаптированные к работе с использованием топлива и масел отечественного производства оснащены аварийной системой защиты по уровню масла, оборудованы глушителями увеличенного объема, что обеспечивает значительное снижение уровня шума.



GESAN ELECTRÓGENOS GRUPOS (Испания) была создана в 1986 году и за четверть века своего существования превратилась в современную высокотехнологичную компанию, продукция которой поставляется более чем в 90 стран мира.

Ряд номинальных мощностей ДГУ GESAN охватывает диапазон 10–3300 кВА резервной мощности. В зависимости от требуемой мощности и индивидуальных предпочтений заказчика электростанции могут быть реализованы на базе двигателей Perkins, VOLVO, MTU или John Deere. В качестве машины переменного тока используются синхронные генераторы Leroy Somer, Mecc Alte или ABB. Все генераторы бесконтактные, с электронным регулированием выходного напряжения и высоким качеством выходной электроэнергии.

Расчетный проектный срок службы резервных электростанций составляет 25–30 лет. Электростанции могут поставляться в открытом, кожухном или контейнерном исполнении. Управляющие контроллеры предоставляют высокий уровень дистанционного мониторинга (включая Ethernet/Internet – мониторинг, рассылку sms-сообщений и т.п.) и позволяют интегрировать электростанцию в систему электроснабжения любой сложности.



На российском рынке электростанции GESAN представляет компания «Абитех», с 2000-го года являющаяся официальным дистрибьютором GESAN ELECTRÓGENOS GRUPOS. Благодаря стараниям ООО «Абитех» эти испанские ДГУ прочно заняли нишу надежного интеллектуального оборудования небольшой и средней мощности, легко адаптируемого под требования конкретной задачи потребителя.

Продукции GESAN принадлежит более 5% российского рынка автономных электростанций, а в диапазоне номинальных мощностей 60-500кВА занимаемая доля рынка составляет 8%.

«Абитех» работает как с конечными потребителями – такими известными российскими компаниями как ФСК ЕС, Яндекс, РосАвиаКосмос и другими, так и с крупными инженеринговыми компаниями, что позволяет максимально охватить рынок.

Абитех растет и динамично развивается, за последние 2 года темпы роста оборота превысили 15% в год, и в компании уверены, что положительная динамика сохранится.



YANMAR (Япония) была создана в 1912 г. и на данный момент успешно функционирует по всему миру, предлагая своим клиентам различную технику на основе собственных двигателей, в том числе экономичные, долговечные, компактные и малощумные дизельные и газовые генераторы. В России представительство компании YANMAR открылось в 2007 г. До настоящего времени основной задачей являлось исследование российского рынка, поэтому говорить о полноценном присутствии не приходится. Активные действия, направленные на продвижение бренда и продукции YANMAR в России, начнутся со следующего года. Учитывая традиционные сильные стороны японских производителей (надежность, простота в обслуживании, пониженный уровень шума и вибрации, гарантийное и послегарантийное обслуживание и т.д.) в течение ближайших 5 лет по прогнозам компании генераторы YANMAR увеличат свое присутствие на российском рынке генераторов сопоставимых мощностей до 15%. В настоящее время компания находится в стадии формирования дилерской сети.

MobilStromGmbH (Германия)

- мировое имя и известность марки в 114 странах с положительными отзывами о продукции, немаловажный аспект, что производителем является Германия, которая занимает лидирующие позиции в мировом автомобилестроении и так называемое «немецкое качество» было и остается на самом высоком уровне;
- 35-тилетний опыт производства, проверенное временем качество и надежность;
- безотказная, технически простая и недорогая эксплуатация в непрерывных режимах;
- техническую поддержку, сервис и ремонт двигателей Iveco и генераторов MeccAlte, используемых на установках, можно произвести не только в сервисном центре компании, но и на всей территории России;
- Генераторы MobilStrom хорошо подготовлены для эксплуатации в российских условиях, а также к использованию российского топлива;

- проверенная временем работа двигателей Iveco на базе которых спроектированы электростанции, и которые также установлены на большинстве грузовых автомобилей, дорожной, сельскохозяйственной технике не только по всему миру, но и в России, что гарантирует проверенную безотказную работу именно в российских условиях и соответственно наличие запчастей и расходных материалов к данным двигателям в магазинах;
- объемы производства электростанций в год составляют около 100 000 штук;
- электростанции MobilStrom соответствуют всем экологическим требованиям России, имеют самый экономичный расход топлива и недорогую стоимость обслуживания и расходных материалов, а также большую наработку на отказ и ремонтпригодность всех составных узлов;
- на сегодняшний день электростанции MobilStrom имеют самую богатую и полную комплектацию по сравнению со своими конкурентами, а также широкую линейку моделей и их исполнения, и возможность заказа большого количества дополнительных опций по желанию заказчика;
- короткие сроки изготовления до 2-х недель и наличие большого склада готовых установок в Раквице;
- диапазон производимых мощностей от 5 до 2500 кВт;
- адекватная и конкурентная стоимость оборудования здесь в России

И самый важный критерий, который дополняет приведенные выше характеристики производителя и самое главное подтверждает их: сравнение работы электростанций MobilStrom с другими производителями при сдаче в аренду дизельгенераторов на длительные сроки в непрерывном режиме.

Mobil-Strom GmbH специализируется на производстве электрических агрегатов: дизельные электростанции от 2 до 2500 кВА для продажи и сдачи в аренду; встраиваемые электрические агрегаты до 20 кВА для мобильных магазинов, автобусов и так далее; насосные агрегаты с дизельными моторами для системы пожарной безопасности; агрегаты, бывшие в эксплуатации, предоставляются для сдачи в аренду; осветительные опоры, высота которых до 15 м и до 9000 Вт осветительной мощности, как с электрогенераторами, так и без них.



ХАЙТЕД

Компания «Хайтед» была организована 13 лет назад и специализируется на реализации комплексных проектов «под ключ» по созданию систем электроснабжения. С момента основания компания выросла до ведущего поставщика решений в области энергоснабжения и энергоэффективных технологий на территории России, Украины и Казахстана. Компания проектирует и поставляет оборудование, выполняет строительно-монтажные и пусконаладочные работы, обеспечивает профессиональное гарантийное и послегарантийное сервисное сопровождение – то есть решает все вопросы, связанные с качественным энергоснабжением объектов заказчика. За годы работы было реализовано более 1000 проектов по созданию систем энергоснабжения.

Надежное функционирование любой системы электроснабжения невозможно без своевременного и профессионального сервиса. Сертифицированные специалисты «Хайтед» обеспечивают полный спектр работ по обслуживанию и ремонту энергосистем, используя только оригинальные запчасти и инструменты.

Собственный производственно-складской комплекс площадью более 10 000м² позволяет производить качественные контейнеры для энергетического оборудования, которые используются для обеспечения надежной работы оборудования даже в самых суровых климатических условиях.

«Хайтед» обладает большим арендным парком – суммарной мощностью около 100 МВт. Услуга аренды электростанций особенно востребована при проведении геологоразведочных, строительных работ, а также при организации массовых мероприятий.

С момента основания компания открыла 7 региональных офисов: пять в России (Санкт-Петербург, Екатеринбург, Краснодар, Новосибирск, Самара) и 2 офиса в странах СНГ (Киев на Украине, Алматы в Казахстане). В следующем году планируется открыть филиал в Хабаровске.

По итогам 2011года компания занимает около 5% российского рынка продаж дизель-генераторов (ДГУ) и являемся вторым по величине поставщиком ДГУ по суммарной поставленной мощности. Большими темпами «Хайтед» наращивает присутствие на рынке электростанций, работающих на газовом топливе. Компания является эксклюзивным представителем на территории России таких производителей, как Perkins и FW Murphy, продукция которых находит применение в том числе и в нефтегазовой промышленности. Компания реализует проекты по энергоснабжению таких сложных и ответственных объектов, как буровые установки, нефте- и газо- проводы, центры обработки данных, промышленные предприятия, и др. Среди клиентов компании такие мейджеры рынка, как Газпром, Лукойл, ВР, ТНК-ВР, Транснефть, Сбербанк России, Данфосс, Самсунг, Мегафон, Вымпелком, МТС.

TALON (США)

Имеют большие баки, расширенная панель приборов с вольтметром, розетки на панели приборов, увеличенные глушитель. В России развитая сервисная сеть и налаженная поставка комплектующих и запасных частей.



SDMO Industries (Франция)

Компания предлагает широкий выбор генераторных установок – от портативных, до мощных стационарных агрегатов, вполне способных обеспечить электроэнергией большой дом или предприятие мощностью от 0,9 кВА до 3300 кВА.

Годовой объем производства на трех заводах концерна (производство полностью автоматизированное; серийное производство было начато в 1966 году) сейчас составляет более 100 тысяч электростанций в год. При этом доля экспорта электрогенераторов французского производства достигает 80%, годовой оборот компании – более 400 млн. евро, 150 представительств компании по всему миру. Дизель-генераторы SDMO спроектированы на базе технически сложных в обслуживании двигателей Mitsubishi и John Deere и генераторов Mess Alte, стоимость на 20 % дороже, чем их основные немецкие конкуренты Mobil Strom.

GEKO (Германия)

Бензо-генераторы Geko в своей линейке моделей имеют как «робусты» – бытовые агрегаты, так и профессиональные электростанции.



В основе своей они построены на двигателях Honda и генераторах собственного производства, имеют расширенную сервисную сеть. Генераторы асинхронные и асинхронные со стартовым усилением. Такие генераторы в основном используются для сварочных работ и идеально для них подходят, т.к. синхронные генераторы не предназначены для сварки. Этим и обусловлена высокая стоимость.

KUBOTA (Япония)

Имеют богатую комплектацию, высокое качество сборки и выгодную стоимость. В основном предназначены для резервирования сети с возможностью продолжительной работы без остановки и подключения профессионального строительного инструмента.



KIPOR (Россия) – концерн WUXI KIPOR POWER CO., Ltd., Китай. К основным характеристикам относятся: расширенная сервисная поддержка, гарантийный и послегарантийный ремонт, японская разработка завода HONDA MOTOR CO., двигатель по лицензии Honda OHV, высокое качество выходного напряжения, низкий расход топлива, бесшумная работа, профессиональное исполнение, четыре степени защиты, соотношение цена/качество.



Компания «Fogo» работает на российском рынке с 2009г. В 2011–2012 гг. произведена модернизация завода, что позволило увеличить количество производимых станций в 2,5 раза (по сравнению с 2010 г.). Польская компания «Agregaty Fogo», представляющая на мировом рынке современное энергогенерирующее оборудование под маркой Fogo. Разработкой и производством электростанций бытового и полупромышленного назначения начала заниматься в 2002 году, и в настоящее время выпускает более 30000 единиц техники ежегодно, активно поставляя высококлассные генераторы не только на внутренний рынок, но и на экспорт, в том числе и за пределы ЕС, включая Россию. В нашей стране компания реализует продукцию только через дилерскую сеть. Вся линейка моделей дизельных электростанций Fogo строится на основе двигателей ведущих мировых производителей, таких как Volvo, Mitsubishi, Iveco, Doosan и других.

Приведенные выше производители бензо-генераторов являются надежными и качественными, имеют все соответствия, сертификаты качества и разрешения на эксплуатацию на территории Российской Федерации, а также имеют сервисные центры по всей России и обеспечиваются гарантийным и послегарантийным обслуживанием и ремонтом, что крайне важно при приобретении технически сложного оборудования.

Как выбрать дизель-генератор

МОЩНОСТЬ

Для того чтобы подобрать автономный дизель-генератор нужной мощности, нужно заранее суммировать мощность всех электроприборов, которые планируется при помощи него запитывать. Чтобы обезопасить оборудование от перегрузок, к полученному значению прибавляется еще 30% от общей суммы. Таким образом, резервный дизель-генератор приобретается с параметром, максимально

приближенным к вычисленному значению.

ЕМКОСТЬ ТОПЛИВНОГО БАКА

От емкости топливного бака и расхода топлива (количество литров в час) зависит время работы оборудования между заправками. Для вычисления этого промежутка времени емкость бака разделяется на расход топлива, поэтому дизель генератор с емкостью 40 л при расходе 2 л в час способен проработать 20 часов.

ФАЗЫ

Портативные бытовые дизель-генераторы применяются в качестве аварийных источников энергии

и вырабатывают однофазный переменный ток (220 В, подходят для дачи), трехфазные установки предназначены для питания более сложного промышленного оборудования (380 В).

МАССА

Дизель-генераторы малой мощности для дома обычно имеют небольшие массогабаритные показатели с учетом того, что их размещение предполагается в жилом помещении.

Промышленные установки для удобства их перемещения обычно оснащаются передвижной платформой. ●

РЫНОК ТРЕБУЕТ – МЫ ПРЕДЛАГАЕМ. ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДГУ GESAN

Оксана КУЗЬМИНА,
Эксперт по дизель-генераторным установкам,
ООО «Абитех»

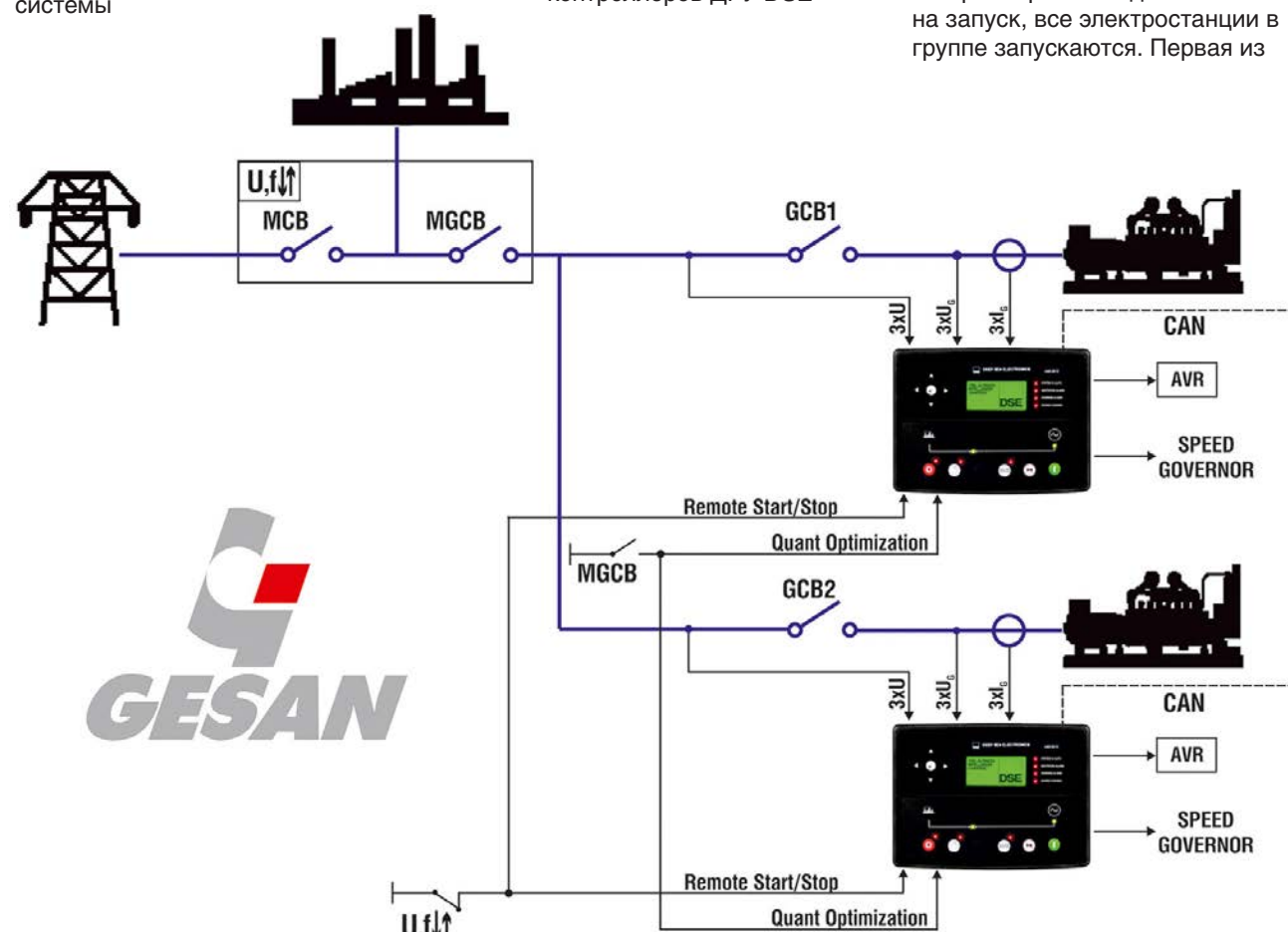
Участники рынка систем гарантированного электроснабжения отмечают, что за последние полтора-два года значительно изменились требования, выдвигаемые к системам резервного питания. Прежде всего, увеличились величины запрашиваемых мощностей – если раньше чаще резервировалась мощность в сотни кВт, то сейчас речь идет о мегаваттах и даже десятках мегаватт резервной мощности. Особое внимание уделяется схемным решениям системы

резервного электропитания – они должны обеспечивать максимальную надежность. Существенно возросли требования к интеллектуальности систем, в том числе – к уровню предоставляемого мониторинга, локального и дистанционного. Всё чаще требуется поэтапная реализация систем гарантированного электроснабжения, причем на каждом из этапов система должна быть рабочей – обеспечивать требуемые уровни мощности, надежности и мониторинга.

Оптимальное решение стоящих задач демонстрирует параллельная работа электростанций. Параллельная работа ДГУ GESAN реализуется на базе цифровых программируемых контроллеров ДГУ DSE

8610. Контроллер имеет входы для контроля напряжения на общей шине, входы для контроля напряжения, частоты и тока на выходе генератора. Между собой контроллеры объединены CAN-шиной, таким образом, каждый из управляющих контроллеров имеет информацию о состоянии общей шины, своего генератора, всех других генераторов в системе и о распределении мощности в системе. Каждая из электростанций комплектуется автоматом защиты с мотор-приводом, регулятором частоты (или электронным блоком управления двигателем) и регулятором выходного напряжения с возможностью внешнего управления.

При пропадании основной сети контроллер АВР подает сигнал на запуск, все электростанции в группе запускаются. Первая из



**Дизель-генераторы
GESAN (Испания)**



**для резервного
и автономного
электроснабжения**



Дизельные генераторы жидкостного охлаждения 10 - 3 200 кВА

Двигатели: Volvo Penta, Perkins, John Deere и MTU
Высокий моторесурс (не менее 45 000 мч) и полная адаптация к российским топливам и маслам
Высота над уровнем моря до 1000 м без снижения мощности
Температура окружающей среды: -30°C ... + 40°C
Время работы ограничено только межсервисным интервалом
Опции, облегчающие интеграцию ДГУ в систему электроснабжения Заказчика



Шумозащитный всепогодный кожух

Гальванизированные стальные листы, фосфатизированные и окрашенные порошковым напылением
Исполнение IP44
Резидентный глушитель - 26 дБА
Термо- и звукоизоляция огнестойкой минеральной ватой (50 мм)
Внешний доступ к горловине топливного бака и кнопке аварийного останова
Центральный рым-болт или 4 подъемных рым-болта
Опция: шасси для локального перемещения и по дорогам общего пользования



Управляющие контроллеры DeepSea 4420/7320

Ручной или автоматический запуск/останов.
Управление переключением АВР- Аварийная сигнализация и защитные остановы
Программируемые цифровые входы и выходы
СИД, USB-порт, звуковая сигнализация
Поддержка протоколов CANBUS(J1939)
RS 485 и RS 232-modem с поддержкой MODBUS RTU (для DSE 7320)
Многоязычный ЖК-дисплей (в том числе русский – для DSE 7320)



Бензиновые электростанции 3 – 15 кВА

Двигатели Honda, Briggs&Stratton серии Vanguard, 3000 об/мин
Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания
Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу
Колесный комплект: одноосное шасси и ручки для перемещения
Увеличенные топливные баки



Дизельные генераторы воздушного охлаждения 4 - 30 кВА

Двигатель: Lombardini, 3000 об/мин.
Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания
Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу
Колесный комплект



Сварочные генераторы (AC, DC)

Однофазные: 170 - 200 А
Трехфазные: 210 - 300 А
Колесный комплект
Регулятор тока сварки
Термический расцепитель
Два сварочных вывода («-» и «+»)
Кабель сварочный (4м) с зажимом
Кабель заземления (2м) с зажимом

АБИТЕХ
АБСОЛЮТНАЯ ТЕХНИКА

ООО "Абитех - официальный
дистрибьютор Gesan в России

Телефон: 8 (495) 234-01-08
E-mail: info@abitech.ru
Web: www.abitech.ru



DT 650



DTS 1100

вышедших на устойчивый режим холостого хода замыкает свой автомат защиты – на общей шине появляется напряжение. Контролеры остальных электростанций, воздействуя на регуляторы частоты и напряжения, синхронизируют выходное напряжение ДГУ с напряжением общей шины. При успешной синхронизации автомат защиты ДГУ замыкается. По сигналу «Все доступные генераторы на шине» контроллер АВР переключает нагрузку на параллельную группу ДГУ.

В параллельной системе легко реализовать N+n резервирование, применительно к параллельной системе ДГУ это означает сохранение электроснабжения нагрузки не только при отказе n электростанций в группе, но и бесперебойное выведение ДГУ на плановое периодическое ТО.

Параллельная система ДГУ так же как нельзя лучше позволяет реализовать принцип поэтапности –

на каждом из этапов строится система с N+n резервированием с учетом имеющейся нагрузки. С увеличением нагрузки пропорционально увеличивается количество ДГУ в системе. Общая шина и АВР, как правило, устанавливаются на первом этапе построения системы, но выбираются с учетом окончательной проектной мощности.

Электроснабжение (основное или резервное) нагрузок с изменяющимся суточным или сезонным колебанием потребляемой мощности обычно представляет определенную трудность из-за чувствительности дизельных двигателей к работе с низкой загрузкой. Использование параллельной системы ДГУ с возможностью автоматического отключения/подключения электростанций в зависимости от уровня потребляемой мощности представляется более целесообразным, чем подключение балластных нагрузок к одной мощной ДГУ.

Мониторинг параллельной системы ДГУ может быть реализован на базе стандартного программного обеспечения Deep Sea Configuration Suit, либо управляющие контроллеры могут быть встроены в существующую систему диспетчеризации объекта. Коммуникационные порты позволяют организовать не только расширенный Ethernet-мониторинг электростанций, но и, например, подачу sms-сообщений на телефоны сервисных служб, вывод информации на выносной дисплей и т.п.

Максимальная единичная мощность ДГУ GESAN составляет 3300кВА резервной мощности, в параллельную работу может быть объединено до 32 электростанций, т.е. фактически, параллельной группе доступно резервирование ввода мощностью более 100 МВА. ●

Официальным дистрибьютором компании GESAN Grupos Electrogenos S.A. в России является компания «АБИТЕХ». ООО «АБИТЕХ» – это высококвалифицированные сотрудники с более чем 12-тилетним опытом построения систем гарантированного питания на базе генераторных установок GESAN

+7 (495) 234-01-08
www.abitech.ru



DTA 2200



www.fogo.ru

Европейский стандарт качества



Генераторы Электростанции Мотопомпы

ООО «Фого», Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 40 • тел. (812) 640-51-00 • www.fogo.ru

ЯПОНСКАЯ ТЕХНИКА, РОССИЙСКИЙ РАЗМАХ



Анна Якунина,
Московское
представительство
Янмар Ко., Лтд.

В 1957 году, открыв завод в Бразилии, компания впервые вышла на мировой рынок. В настоящее время дистрибьюторская сеть и сервисные центры YANMAR действуют более чем в 130 странах мира.

В 1981 году YANMAR установила мировой рекорд по производству маломощных дизельных двигателей с горизонтальным расположением цилиндров. Количество выпущенных двигателей достигло 5 миллионов единиц!

У YANMAR 41 дистрибьютор в Северной Америке, 38 в Европе, 30 в Азии. Помимо этого, компания имеет дистрибьюторов в Центральной и Южной Америке, на Ближнем Востоке, в Африке, в Тихоокеанском регионе. Заводы YANMAR работают не только в Японии, но и в Европе, Америке, Таиланде, Индонезии, Китае. Результаты коммерческой деятельности группы компаний YANMAR за 2011 год составляют 6 миллиардов долларов чистой выручки от продаж.

Компания YANMAR CO.LTD., созданная в 1912 году, начала свою деятельность с продажи дизельных двигателей. YANMAR была первой в мире, кто еще в 1933 году освоил и начал выпуск маломощных дизельных двигателей с горизонтальным расположением цилиндров. В 1983 году был создан самый легкий в мире дизельный двигатель с воздушным охлаждением. К этому времени компания расширила сферу деятельности, начав выпуск сельскохозяйственной и строительной техники, генераторов и судовых двигателей. В 1957 году компания впервые выходит на мировой рынок, построив завод в Бразилии. Какие ноу-хау приносит на российский рынок компания с вековой историей?

В 1983 году специалисты YANMAR создали самый миниатюрный в мире дизельный двигатель с воздушным охлаждением, который начали устанавливать на выпускаемые к тому моменту электрогенераторы, насосы, малогабаритную сельскохозяйственную и строительную технику.

В апреле 2007 г. состоялось открытие представительства компании YANMAR в Москве. Сегодня компания закончила основные маркетинговые исследования российского рынка и со следующего года намерена приступить к его активному

освоению. Целью компании на российском рынке является не только продажа продукции, но и обеспечение высококачественного уровня послепродажного обслуживания, а также поставки запасных частей.

YANMAR рассматривает российский рынок как очень перспективный и динамично развивающийся. Для России, с ее огромными просторами и гигантскими расстояниями, энергетические решения, предлагаемые компанией YANMAR имеют особый смысл, ибо позволяют получать, хранить и использовать энергию там, где иными способами это просто невозможно или нерационально. Кроме того, важной особенностью техники YANMAR является ее способность работать в экстремальных ситуациях,



Завод YANMAR BIWA в Японии

YANMAR
Solutioneering Together

**Генераторы YANMAR - генерация
электроэнергии на мировом уровне
с функциональной надежностью и экономией**

- Дизельные и газовые
- Компактные, мощные и долговечные
- Малошумные и безопасные для окружающей среды
- Экономичный двигатель обеспечивает малый расход топлива, удобен в эксплуатации и при проведении технического обслуживания



Дизельный генератор
в шумозащитном кожухе



Капотированный
газовый генератор

Вы можете положиться на Yanmar, поскольку Вам как владельцу генератора серии YEG всемирная сеть Yanmar обеспечивает всестороннюю поддержку, техническое обслуживание и снабжение запасными частями. Ваша безопасность гарантирована тем, что Вы, являясь уважаемым клиентом, стали членом всемирной семьи Yanmar.

YANMAR CO., LTD.

Представительство в Москве
123610 Москва, Краснопресненская наб., 12, подъезд 6, офис 812
Тел. : +7 (495) 258-1237
Факс : +7 (495) 258-1238
<http://yanmar-co.ru/>



Выступление президента YANMAR CO. LTD. – г-на Такэхито Ямаока на открытии Представительства в Москве



Участие в выставке СТТ

снижая, а то и полностью снимая энергетические риски.

Со дня основания, одним из приоритетных видов деятельности компании YANMAR было производство качественных, удобных в использовании и соответствующих экологическим требованиям двигателей, более компактных и экономичных по затрате топлива, по сравнению с существующими аналогами. На сегодняшний момент YANMAR производит свыше 500 тысяч двигателей в год, 400 различных моделей, мощностью от 9 до 4700 л.с.

На основе собственных двигателей YANMAR выпускает строительную и сельскохозяйственную технику, а также генераторы различной мощности.

Генераторы YANMAR могут использоваться в зависимости от объема потребления электроэнергии, сезонного потребления, изменения количества потребления в течение дня. Сверхнизкий уровень шума генераторов YANMAR, достигнутый с помощью собственных методов компьютеризированной инженерии, а также данные по выхлопам дизельных двигателей создают возможность использования генераторов в городских районах и жилых кварталах.

Удобная сельскохозяйственная и садовая мини-техника YANMAR помогает увеличить производительность труда. Земля – это огромный, но ограниченный ресурс и спрос на технику,

позволяющую достигнуть наиболее эффективного и устойчивого использования земельных ресурсов, высок в любой стране. Техника YANMAR дает людям возможность проявить максимум своих умений в процессе обработки земли.

Высококачественная малогабаритная строительная техника YANMAR находит широкое применение в дорожном строительстве и благоустройстве территорий. В реализации крупномасштабных проектов необходимо заполнение пробелов между использованием огромных экскаваторов, бульдозеров, грузовиков и ручных электроинструментов.

Особого внимания заслуживают когенерационные установки YANMAR, которые в последнее время получили широкое распространение из-за своей высокой эффективности. Одно устройство играет сразу две роли: снабжает электричеством и теплой водой. Отработанное тепло двигателя, которое обычно выбрасывается в атмосферу, регенерируется при помощи теплообменника и служит источником горячей воды, которая используется в отоплении и горячем водоснабжении. В целом это позволяет увеличить эффективность использования энергии до 85% (в то время как эффективность использования энергии ТЭЦ составляет около 40%).

Гордостью компании YANMAR являются микрогенерационные установки мощностью до 100 кВт с очень высокой эффективностью использования тепловой и электрической

энергии. Микрогенерационные установки YANMAR являются энерго независимой системой, на работу которой не оказывает влияние масштабное аварийное отключение электричества в сетях общего пользования. Еще одно преимущество установок – это низкий уровень шума, сравнимый с шумом обычного офиса, что расширяет возможности их использования.

Помимо прочего, для комбинированного производства электрической и тепловой энергии используются щадящие по воздействию на окружающую среду природный газ и биогаз. Биогаз является продуктом распада при переработке пищевых отходов, канализационных стоков и продуктов жизнедеятельности в животноводстве. Результатом подобной циркуляции ресурсов является уменьшение выброса в окружающую среду углекислого газа – главной причины глобального потепления. Компания YANMAR заботится о сохранении экологии и вносит свой вклад в поддержание гармонии природы и человека.

Специалисты компании YANMAR непрерывно ведут научно-исследовательскую работу в области энергоэффективности и энергосбережения, что, в связи с ростом цен на энергоносители во всем мире, приобретает особую актуальность.

YANMAR вносит свой вклад в обеспечение удобства и безопасности в разных сферах жизнедеятельности человека. По всему миру YANMAR предлагает наилучшие решения, повышающие стандарты жизни. ●



+7 (495) 789-3800 | info@hited.ru | www.hited.ru

АВТОНОМНЫЕ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСЫ

проектирование • поставка • строительство • аренда • сервис

- Москва
- Санкт-Петербург
- Екатеринбург
- Самара
- Новосибирск
- Краснодар
- Киев
- Алматы



3M МИКРОСФЕРЫ ДЛЯ МАКРОПРОЦЕССОВ

В рамках программы Тюменского международного инновационного форума НЕФТЬГАЗТЭК компания 3M провела конференцию «Технологии строительства и ремонта скважин в сложных геологических условиях». В конференции приняли участие эксперты компании 3M из России, США и Малайзии, представители компаний ОАО «Газпром», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Лукойл-инжиниринг», ООО «КогалымНИПИНефть», отраслевые эксперты. Конференция стала дискуссионной площадкой для обсуждения актуальных вопросов развития нефтегазовой отрасли России. В частности специалисты обсудили вопросы повышения качества цементирования колонн в процессе закачивания скважин, поскольку от выполнения этого этапа напрямую зависит эксплуатационная надежность скважин. О каких технологиях говорили специалисты?



Сергей Папков,
Инженер,
«3M Россия»

Высокие темпы разработки месторождений как в мире, так и в России, приводят к значительному падению пластовых давлений в продуктивных горизонтах, вследствие чего снижаются дебиты добывающих скважин и повышается обводненность добываемой продукции. Вопросы поддержания добычи на существующем уровне и ее увеличения сегодня актуальны для каждой нефтедобывающей компании. Все большее значение приобретают технологии вскрытия продуктивных горизонтов с минимальными повреждениями фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Вопросы минимизации воздействия на продуктивные характеристики важны на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, будь то бурение, цементирование, заканчивание или капитальный ремонт.

При бурении скважины первичное вскрытие продуктивного пласта, как правило, производят с репрессией до 30%. Несоответствие градиента пластового давления плотности промывочной жидкости приводит

к поглощениям, что оказывает отрицательное воздействие на коллекторские свойства пласта.

Используемые сегодня решения для уравнивания градиентов пластового давления и плотности промывочной жидкости имеют ряд существенных недостатков. Эмульсионные растворы и растворы на нефтяной основе пожароопасны и сложны в обращении в части соблюдения требований экологической безопасности. Пенные системы сжимаемы, требуют сложных гидравлических расчетов, не позволяют использовать телеметрическое сопровождение бурения и делают невозможным использование забойных двигателей, также для использования пенных систем требуется дорогостоящее и сложное в обращении дополнительное наземное оборудование.

Для решения указанных проблем в мире сегодня используется технология получения облегченных буровых растворов при помощи полых стеклянных микросфер. Эта технология лишена недостатков пенных систем и не имеет ограничений в использовании, когда вопросы охраны окружающей среды выходят на первый план. Широкая линейка полых стеклянных микросфер из натрийборосиликатного

стекла специально разработана компанией 3M для использования в различных скважинных условиях. В зависимости от давлений на забое, можно использовать марки микросфер, выдерживающих давления от 2000 psi до 18000 psi. В отличие от алюмосиликатных микросфер, микросферы из боросиликатного стекла сохраняют характеристики плотности бурового раствора стабильными вплоть до указанных значений давлений на разрушение для каждой конкретной марки микросфер. Этого удалось достичь путем инженерного подхода при создании каждой конкретной марки полых стеклянных микросфер. Так как алюмосиликатные микросферы являются продуктом-отходом при сжигании угля на ТЭЦ, их прочностные характеристики и гранулометрический состав нестабильны и варьируются в широких пределах, что не позволяет выдерживать стабильные характеристики плотности жидкостей на значительных глубинах, а значит всегда есть довольно большой риск выйти за допустимое окно плотностей в процессе бурения. Это может привести к потерям циркуляции, прихватам, существенному повреждению коллекторских свойств продуктивного интервала и другим осложнениям процесса

бурения, решение которых может быть довольно затратным и продолжительным по времени.

Использование полых стеклянных микросфер для получения облегченных буровых растворов снимает ограничения, связанные с нестабильностью свойств алюмосиликатных микросфер, сжимаемостью пенных систем и сложностью использования буровых растворов на углеводородной основе. Характеристики плотности облегченных буровых растворов с использованием полых стеклянных микросфер стабильны, а использование специально разработанной линейки стеклянных микросфер для бурения HGS8000X позволяет использовать стандартные системы очистки промывочных жидкостей, ведь размер микросфер составляет всего 25 микрон, что делает возможным использование сеток 180, 160 и 150 меш. Полые стеклянные микросферы просты в обращении, поэтому персоналу не нужно иметь каких-либо специальных навыков. Буровые растворы на водной основе с использованием полых стеклянных микросфер могут достигать плотности 0.85 г/см³, а буровые растворы на углеводородной основе – плотности 0.75 г/см³; теоретически плотность жидкости с использованием полых стеклянных микросфер может снижаться до значений 0.66 г/см³.

Опыт применения технологии получения облегченных буровых растворов при помощи технологии

полых стеклянных микросфер показал возможность их использования с различными типами буровых долот, включая PDC. Результаты промышленного применения показали значительное сокращение потерь бурового раствора в зонах катастрофических поглощений, либо полное прекращение поглощений. Наблюдался эффект кольматации стенок скважины, а также снижение крутящего момента.

Скважины, пробуренные при выровненных градиентах пластового давления и плотности бурового раствора показали увеличение коэффициента продуктивности до 8 раз, при этом коллектор мощностью 1.5 метра с меньшей проницаемостью работал также как и коллектор мощностью 6 метров с большей проницаемостью. Небольшое удорожание бурового раствора, как следствие использования в нем облегчающих добавок – полых стеклянных микросфер, полностью компенсируется снижением времени на борьбу с поглощениями и авариями при строительстве скважин, а также за счет больших дебитов в процессе добычи. По некоторым данным, экономия только за счет устранения осложнений в процессе бурения достигает 1,3 млн. долларов. Цементирование скважины является довольно сложной технологической операцией, имеющей огромное влияние на ее дальнейшую эксплуатацию.

При использовании двухстадийного процесса цементирования не обеспечивается необходимое качество разобщения проницаемых пластов, имеет место недоподъем тампонажного раствора, часто отсутствует цементный камень в области схождения первой и второй ступеней, присутствуют значительные области плохого сцепления цементного камня с колонной и породой, отмечаются заколонные проявления пластовых флюидов. Одностадийное или прямое цементирование с подъемом тампонажных



растворов стандартной плотности в интервалах коллекторов в комбинации с облегченными тампонажными растворами в один этап гораздо более эффективно. Полые стеклянные микросферы в составе облегченной тампонажной смеси позволяют создавать несжимаемый цементный раствор, проводить операцию цементирования в одну стадию, улучшать теплоизоляционные свойства цементного камня.

Цементный камень, облегченный при помощи полых стеклянных микросфер имеет следующие параметры: В/Ц 0.6; плотность 1.38 г/см³; прочность на изгиб 1,4 МПа (через 48 часов); прочность на сжатие 3.6 МПа (через 48 часов). В результате применения операции одностадийного цементирования вместо двухстадийного экономия времени выполнения цементирования составила 48 часов, а впоследствии скважины с одностадийным цементированием показали до 30% большие дебиты по сравнению со скважинами зацементированными в две ступени. Это связано с меньшим воздействием на пласт-коллектор во время цементирования.

Выравнивание градиента пластового давления и плотности жидкости глушения во время проведения капитального ремонта скважин дает те же преимущества, что и бурение на сбалансированном давлении: устранение потерь жидкости глушения, меньшее воздействие на коллектор, большие дебиты по окончании ремонта. ●





КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



ДГУ SDMO T6KM NEXYS



1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование
для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы

Однофазная электростанция SDMO (Франция) предназначена для использования в качестве источника автономного или резервного электроснабжения потребителей в электрических сетях 230 В, 50 Гц. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	5
Мощность номинальная, кВА	5
Мощность максимальная, кВт	5,5
Мощность максимальная, кВА	5,5
Коэффициент мощности	0,8
Напряжение, В	230
Кол-во фаз	1
Двигатель	Mitsubishi
Марка двигателя	L3E SD
Частота вращения двигателя, об/мин	1500
Охлаждение	Жидкостное
Генератор	Месс Alte EC03-2S
Степень автоматизации	1 (электрорпуск)
Запуск	электро
Исполнение	открытое
Бренд/Серия	SDMO
Бак, л	50
Расход, л/ч	1,7
Габаритные размеры, мм	1220 x 700 x 1280
Вес, кг	307

ДГУ "PERKINS" АД-7С-Т400-1РМ18

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее оборудование
для нефтегазового комплекса*

1.6.9. Генераторы

Дизельная электростанция серии "Perkins" номинальной мощностью 7,2 кВт предназначена для работы в качестве основного источника питания (в отдаленных населенных пунктах, на строительных площадках, в вахтовых поселках, на буровых установках и т.д.), а также в качестве резервного источника питания – там, где требуется повышенная надежность энергоснабжения (в энергосистемах предприятий, учреждений образования, медицины, в обеспечении функционирования банков, гостиниц, торговых и складских комплексов и т.п.).



Дизельная электростанция оснащена оригинальным высокотехнологичным и высокоресурсным двигателем Perkins, обладающим высокой топливной эффективностью и низким потреблением масла, низкими характеристиками шумности и высокой экологичностью.

Генератор электростанции – GNP или Leroy Somer – одноопорный бесщеточный с высокой эффективностью и автоматическим регулятором напряжения (AVR).

Шкаф управления электростанции в стандартной комплектации выполнен на базе цифрового контроллера DeerSea 6120, который обеспечивает управление по выбранной степени автоматизации. Для решения более сложных задач могут применяться контроллеры DeerSea других серий и контроллеры Woodward. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	7,2
Мощность номинальная, кВА	9
Мощность максимальная, кВт	8
Мощность максимальная, кВА	10
Коэффициент мощности	0,8
Напряжение, В	230/400
Кол-во фаз	3
Двигатель	UK Perkins
Марка двигателя	403D-11G
Частота вращения двигателя, об/мин	1500
Охлаждение	Жидкостное
Генератор	GNP
Комплектация	глушитель, топливный бак, ЩУ с AMF контроллером Deer Sea 6120, АКБ 12 В, док-я
Степень автоматизации	1
Запуск	электро 12 В
Исполнение	открытое
Бренд/Серия	ТСС / Perkins
Бак, л	58
Расход, л/ч	2,6
Габаритные размеры, мм	2590 x 990 x 1860
Вес, кг	307

ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР PRAMAC E4500

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее оборудование
для нефтегазового комплекса*

1.6.9. Генераторы

Электрогенератор дизельный PRAMAC E 4500 (дизельная электростанция) предназначен для профессионального использования в качестве основного источника электроэнергии. Серия Е является малобюджетным вариантом использования, предназначенным для постоянного и кратковременного использования в быту и на производстве.

В стандартную комплектацию электрогенератора дизельного PRAMAC E 4500 SYHDI (дизельная электростанция) входит:

- Защита от перегрузки
- Выходные розетки могут быть на 400 В 16 А; 230 В 16 А

Низко бюджетный вариант исполнения. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	3
Мощность номинальная, кВА	3,3
Мощность максимальная, кВт	3,5
Коэффициент мощности	0,9
Напряжение, В	230
Кол-во фаз	1
Двигатель	Yanmar
Марка двигателя	L70
Частота вращения двигателя, об/мин	3000
Охлаждение	Воздушное
Запуск	ручной
Исполнение	открытое
Бренд/Серия	PRAMAC
Бак, л	3,7
Расход, л/ч	1
Габаритные размеры, мм	760 x 490 x 530
Вес, кг	54

ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР TSS SDG 6500S

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы



Дизельный электрогенератор в шумозащитном кожухе.

Подходит для резервирования сети в загородном доме и на предприятии, а также для проведения строительных работ.

Автоматический регулятор напряжения обеспечивает высокое качество выходного напряжения.

Система защитного отключения при понижении уровня масла.

Электронное зажигание не требует дополнительных настроек, что упрощает обслуживание двигателя в течение всего срока службы.

Топливный бак увеличенного объема обеспечивает автономную работу агрегата в течение 10-12 часов.

Для защиты от перегрузок применяется автомат защиты.

Долгий срок службы двигателя обусловливается использованием только высококачественных комплектующих.

На электростанции распространяется гарантия 12 месяцев, но не более 1 000 моточасов. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	5
Мощность номинальная, кВА	5
Мощность максимальная, кВт	5,5
Мощность максимальная, кВА	5,5
Коэффициент мощности	1
Напряжение, В	230/12
Кол-во фаз	1
Двигатель	SDS
Частота вращения двигателя, об/мин	3000
Охлаждение	Воздушное
Степень автоматизации	1 (электропуск)
Запуск	электро
Исполнение	кожух
Бренд/Серия	TSS / SDG
Бак, л	15
Расход, л/ч	1,25
Габаритные размеры, мм	910 x 520 x 740
Вес, кг	170

ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР ЭЛАД-3300 КЭ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы



Генератор предназначен для работы в качестве дополнительного (резервного) источника при отключении электроэнергии, электроснабжения при выполнении аварийных работ, для питания профессионального и бытового электроинструмента, а также бытовых электротехнических приборов – в загородном доме, на даче, на отдыхе.

В дизельном генераторе применены:

- **Автоматический регулятор напряжения** – обеспечивает высокое качество выходного напряжения
- **Декомпрессор** – позволяет упростить запуск агрегата
- **Система защитного отключения** – срабатывает при низком давлении масла
- **Автомат защиты** – применяется для защиты от перегрузок
- **Жесткая рама с резиновыми амортизаторами и балансировщик коленчатого вала** – уменьшают уровень вибрации работающей электростанции. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	2,8
Мощность номинальная, кВА	2,8
Мощность максимальная, кВт	3,2
Мощность максимальная, кВА	3,2
Коэффициент мощности	1
Напряжение, В	230/12
Кол-во фаз	1
Двигатель	Kipor
Марка двигателя	KM178F (аналог Yanmar)
Частота вращения двигателя, об/мин	3000
Кол-во цилиндров	1
Охлаждение	Воздушное
Степень автоматизации	1 (электропуск)
Запуск	электро
Исполнение	кожух
Бренд/Серия	TCC / Фаворит
Уровень шума, дБ	72
Бак, л	16
Расход, л/ч	1,20
Габаритные размеры, мм	830 x 532 x 740
Вес, кг	140

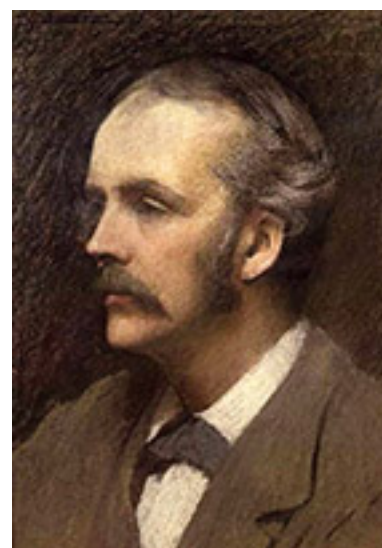
«Нефть – субстанция, которая усыпляет разум, затуманивает зрение и развращает душу»

Р. Капущинский



«Ирак стремится ускорить свой экономический рост, и мы надеемся, что российские партнеры помогут нам строить новую экономику»

Н. аль-Малики



«Единственное, что меня интересует на Кавказе, это кто контролирует дорогу, по которой качается нефть, а аборигены могут хоть разорвать друг друга на части»

Лорд Бальфур

«Моя жизнь прошла в атмосфере нефти и газа»

В. Черномырдин



«Чем дороже нефть, тем глупее правительство»

Б. Немцов

«Кроткие наследуют землю...». Но права на добычу нефти получают сильные»

П. Гетти

RUSSIA POWER

Выставка и конференция

5 – 6 марта 2013

Экспоцентр, Москва, Россия

Совместно с:

HydroVision
RUSSIA



Где отрасли соединяются

ДОБАВЬТЕ В ВАШ ЕЖЕДНЕВНИК

Спустя 10 лет с момента проведения первого мероприятия, Международная Выставка и Конференция Russia Power стала широко известна как центральное место встречи российских и международных экспертов электроэнергетической отрасли.

Многие из участников и спонсоров Russia Power помогали процессу трансформации российского энергетического сектора из государственной монополии в отрасль, работающую по законам рынка.

В процесс трансформации перед участниками рынка открылись не только новые возможности, но и целый ряд проблем, среди которых одной из важнейших является определение баланса между потребностью в новых мощностях и обеспечением окупаемости инвестиций.

В данной ситуации особенно важно, чтобы эксперты российского энергетического сектора хорошо осознавали, какие движущие силы определяют направление отрасли и как лучше всего справляться с проблемами, стоящими перед индустрией.

Огромное значение также имеет использование наиболее современных технологий, способных обеспечить повышение эффективности, надежности и экологической устойчивости.

Конференция Russia Power, проходящая на 2 языках, как и раньше, будет площадкой для обсуждения всех вышеназванных вопросов.

Следующая выставка Russia Power 2013, которая станет еще больше, обещает стать лучшей в своей истории. Присоединяйтесь к нам на Russia Power, месте, где отрасли соединяются.

Для получения дополнительной информации об участии и спонсорских возможностях на Russia Power 2013, пожалуйста, посетите www.russia-power.net или свяжитесь с:

Весь мир:
Гилберт Вейр Мл.
Менеджер по продажам
Т: +44 (0)1992 656 617
Ф: +44 (0)1992 656 700
E: Gilbertw@pennwell.com

Россия и СНГ:
Наталия Гайсенек
Т: +7 499 271 93 39
Ф: +7 499 271 93 39
nataliag@pennwell.com

www.russia-power.org

Собственник и организатор:



В партнерстве с:



При поддержке:



Представлено:





в. Казахстане



в. Казахстане

Лучшая АЗС 2011 года в
масштабах СНГ по версии
журнала "Современная АЗС"

304 АЗС по всей территории Казахстана

Система сквозного контроля качества

Сеть современных АЗС

Удобная система безналичных платежей и топливных карт



ҚазМұнайГаз
Ө Н І М Д Е Р І О N I M D E R I

call center: 8 800 080 22 22
www.azskmg.kz