

# ХОРОШО ОТРЕМОНТИРОВАННОЕ СТАРОЕ

По итогам 1<sup>ой</sup> Международной практической конференции  
«Ремонт скважин и повышение нефтеотдачи»

**АЛЕКСАНДР ДОЛГОПОЛЬСКИЙ**

Заместитель генерального директора  
ИД «Информация и Инвестиции»

Какой философский смысл скрыт в самом неизживаемом из действительности понятии «ремонт»? Это поиск утраченной ценности в чем-то старом, стремление дать новую жизнь или найти новое применение тому, что некогда служило нам верой и правдой, и, наконец, просто законное желание сэкономить на покупке чего-то нового. Еще «каких-нибудь» пару десятков нефтяных лет и новыми безоговорочными героями отрасли станут отнюдь не буровики-первопроходчики, а специалисты по КРС и «спец-КРС». Впрочем, эта смена эпох уже началась, и даже трудно сказать, кто сегодня играет в этом процессе ведущую роль — «старожилы» КРС или авангард буровиков, осваивающий новые технологии сложных видов ремонта скважин.

«За счет комплекса целенаправленных мероприятий можно поднять коэффициент нефтеотдачи наших старых месторождений на 5–7% и на этой основе не только стабилизировать уровень добычи, но и увеличить его в условиях необходимости довыработки остаточных запасов из высокообводненных пластов и низкопроницаемых коллекторов», — отметил на прошедшей в июне конференции по ремонту скважин и повышению нефтеотдачи Вячеслав Жильцов, главный технолог УЗБС и КРС ОАО «Сургутнефтегаз». Эта фраза с точки зрения постановки задачи в полной мере относится к ситуации абсолютного большинства добывающих предприятий отрасли. Поэтому на конференции с высокой степенью заинтересованности обсуждались организационные, технические и технологические аспекты достижения общей для всех участников цели.

## СПОНСОР

НПФ "ПАКЕР" г. ОКТЯБРЬСКИЙ

ПАКЕР

ПАКЕРНО-ЯКОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

## ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

**интерфакс-АНИ**  
АГЕНТСТВО НЕФТЯНОЙ ИНФОРМАЦИИ

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ

**Neftegaz.RU**  
НЕФТЕГАЗ.РУ

НефтьГазПраво  ВЕСТНИК ЗВЕЗДА  
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

 **INFOIL**  
Технологии нефтегазового бизнеса

**Coiled tubing**  
ВРЕМЯ КОЛПОВИНГА **times**



ОРГАНИЗАТОРЫ

НЕФТЕ  
ГАЗОВАЯ  
ВЕРТИКАЛЬ

**i&i**

ИД «ИНФОРМАЦИЯ  
И ИНВЕСТИЦИИ»

Организация практических конференций предполагает минимально возможный уровень «режиссерского» участия. Уже на очень раннем этапе подготовки конференция начинает жить своей жизнью, развиваясь соответственно законам и тенденциям отрасли. Прошедшая в конце июня текущего года конференция «Ремонт скважин и повышение нефтеотдачи» показала наибольшую актуальность для отрасли технологий резки боковых стволов, гидроразрыва пластов, а также использования расширяемых систем и колтубинговой техники. Безусловно, обсуждались и другие темы, но в отсутствие хотя бы одного из перечисленных выше элементов программы мероприятие уже не стало бы таким актуальным, а аудитория такой представительной.

### «Где брать деньги?»

Когда эти слова слетели с уст представлявшего ОАО «Газпром» **Виктора Нифантова**, начальника отдела эксплуатации и КПРС ООО «ВНИИГАЗ», на встревоженный последними финансовыми потрясениями в отрасли ум пришли самые черные мысли. Можно с уверенностью сказать, что и вся остальная часть аудитории тоже не ожидала такой формулировки от представителя «Достояния России». Однако, к всеобщему облегчению, вопрос быстро прояснился. Речь шла об организационной стороне работ по КРС.

«Я не знаю, как у нефтяников, — продолжил В.Нифантов, — а вот у газовиков сейчас запрещается финансирование резки вторых стволов по статье затрат на капитальный ремонт скважин. То есть эти работы приходится финансировать за счет капвложений, как бы за счет бурения новых скважин. А на наш взгляд, все-таки лучше резать вторые стволы, это и дешевле, но опять-таки, надо думать о вопросах финансирования».

Опосляком ненадолго обсуждение технологии как таковой. С организационной точки зрения интереснее тот факт, что, по словам В.Нифантова, на момент изначального планирования разработки таких крупнейших газовых месторождений, как, например Уренгойское, расчет извлекаемых запасов вообще не производился — «считалось, что якобы весь газ отберем» — и необходимость в существенных затратах на капремонт скважин вообще не предусматривалась.

Все это очень напоминает бывшую некоторое время назад популярной идею замораживать в жидком азоте безнадежно больных людей, чтобы потом медицинские технологии будущего снова сделали их здоровыми. Но с запасами так не получается — газ нужен уже сейчас, а «чудесных» дешевых технологий полного извлечения углеводородов не было, и в ближайшее время не предвидится. «Ожидается, что уже через 10–15 лет скважины обводнятся, и хотим мы — не хотим, а

ликвидировать скважины придется», — подытожил Виктор Иванович.

К «Газпрому», на месторождениях которого капремонт практически полностью осуществляется силами собственных управлений по интенсификации и ремонту скважин, это относится в меньшей степени, но в случае других компаний со схожими проблемами развитие сервисного рынка предусматривало соответствующий экономический инструмент. Как отметил в своем выступлении **Пуйа Мабод**, менеджер по развитию бизнеса в Европе и СНГ компании Exrgo Group, «тенденция состоит в том, что сервисные компании берут на себя все больше рисков наряду с нефтяными компаниями». Практически это означает, что финансирование проектов по интенсификации в ряде случаев может осуществляться уже по наступлению уверенности в положительных результатах соответствующих операций.

В отрасли таких примеров достаточно много. В частности, **Юрий Беленький**, главный специалист отдела повышения нефтеотдачи пластов ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», рассказывал о контракте на условиях раздела рисков с СК «ПетроАльянс». Но особенно приятно то, что непосредственно в ходе конференции несколько компаний предварительно выразили намерения реализовать ряд проектов именно по такому принципу. Речь шла, прежде всего, об использовании расширяемых систем.

П.Мабод, сделавший вступительный доклад об эволюции и сегодняшнем положении дел в организации нефтезогового сервиса, перечислил несколько типов сервисных контрактов, высшую планку в которых занимают «всеобъемлющие решения на уровне месторождения». Это некий идеал, при успешной реализации которого добывающая компания может позволить себе содержать в своем штате минимум персонала и самостоятельно нести минимум рисков, связанных с разработкой месторождений.

Однако идеал идеалом, а на практике все выглядит несколько сложнее. Очень показательным в этом отношении было выступление **Дмитрия Кардымона**, директора проекта по ГРП Управления повышения производительности резервуаров ОАО «Юганскнефтегаз». ЮНГ входит в число российских предприятий, наиболее широко использующих услуги сервисных компаний, в том числе тех из них, кто охотно работает на условиях раздела рисков. И, вместе с тем, Д.Кардымон обратил особое внимание на то, что буквально каждый шаг подрядчика необходимо четко контролировать. Конечно, использование услуг сервисных компаний ведет к снижению потребности в большом количестве собственного персонала, но необходимо тщательно перестраховываться.

«Мы столкнулись с проблемой неподготовленности персонала подрядчика к большому заказам [пропанта в ходе ГРП], нас пытались убедить, что оптимальным является «скин», допустим,

—4, что больше геометрию сделать нельзя, что больше пропанта закачать нельзя, — рассказал в своем выступлении Д.Кардымон. — А на самом деле это не так, и сейчас мы это видим по конкретным результатам. ...Столкнулись мы и с неумением ряда подрядчиков анализировать мини-ГРП, т.е. информационные ГРП. ...Анализ «стопов» — это также не «конек» фирм-подрядчиков, т.е. некоторые его просто не делали, а начинали делать только после того, как мы их заставляли, и сейчас анализы «стопов» также проводятся совместно».

При этом Д.Кардымон особо подчеркнул, что одно из преимуществ работы сразу с несколькими зарубежными и российскими сервисными компаниями состоит в возможности сравнения особенностей проведения аналогичных работ и превращения лучших вариантов в стандарт для всех подрядчиков. Но это — одна из тех функций, которые нефтяная компания по определению никому передать не может, каким бы «всеобъемлющим» не был контракт.

Интересно в этой связи, что специалисты ЮНГ смогли количественно оценить эффект от обучения своего персонала — после обучения и стажировок специалистов по ГРП количество «стопов», или преждевременных остановок зачки пропанта в процессе ГРП, сократилось, по словам Д.Кардымона, на 7–8%. Пользуясь случаем, просим всех читателей относиться к участию в конференциях НГВ как к элементу обучения. Окупится.

Другим интересным вопросом организационной части конференции стали причины развития определенных направлений КРС. «Экономическую» причину, как и следовало ожидать, озвучил В.Нифантов в форме ответа на вопрос о критериях выбора скважин-кандидатов для резки боковых стволов: «Как такового руководящего документа сейчас нет, но... Скважина, допустим, бездействует или низкодебитная, эксплуатировать ее нерентабельно, ликвидировать — тоже большие затраты этого требуются. Вот в «Удмуртнефти» есть интересная методика: скважина, может быть, и нерентабельна, но пусть она работает, они говорят, это будет лучше, чем если мы начнем ее ликвидировать и тратить на это дело деньги».

Почему-то сразу вспомнилась проблема утилизации старых автомобилей в Европе. Может быть, стоит задуматься о продаже нерентабельных скважин, скажем, Китаю... У российской компании РИТЭК, вроде бы созданной специально для технологического решения подобных проблем, похоже, руки уже опустились. Представлявший компанию на конференции **Виктор Заволжский**, заместитель генерального директора по информационным технологиям, с отчетливой грустью в голосе отметил: «К сожалению, существующая сегодня законодательная база не позволяет эффективно воспользоваться бездействующим фондом скважин ВИНК. Поэтому в ОАО «РИТЭК» было принято решение наращивать собст-

венную ресурсную базу». И, можно добавить, предлагать свою продукцию и инжиниринг, например Оману.

Другую характерную причину повышения активности в сфере КРС и в отношении зарезки боковых стволов назвал Ю.Беленький: «В связи со сложившимся сокращением объема бурения появилась возможность использования бригад буровиков с эхолокционными системами для ликвидации тяжелых аварий на добывающих скважинах. ...Западносибирский филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение», оставшись без привычных объемов работ по бурению, взялся за зарезку вторых стволов». Прозвучало тоже как-то печально, хотя, если вспомнить выступление Виктора Рябова, главного инженера ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» на конференции «Бурение '2003», работы в области «спец-КРС», как иногда называют зарезку боковых стволов, просто органично влились в структуру бизнеса компании. Это, опять же, к тезису о смене эпох, высказанному во вступлении к обзору, только посещение всех конференций «Вертикали» позволит вам получить полную картину происходящего.

Однако чтобы все-таки закончить эту часть обзора на относительно оптимистичной ноте, стоит еще раз процитировать Д.Кардымона, направленные деятельности которого — ГРП — с течением времени только наращивает объемы во всех смыслах этого слова: «Все сейчас упирается во флота, т.е. нам просто не хватает флотов, мы бы делали больше ГРП. Средний прирост нефти на переходящем фонде у нас сейчас где-то 72–75 тонн нефти. Падение за год составило 18% — но это просто не успевает работа по поддержанию пластового давления (ППД) во многом». Буровиков в специалистов по ППД перекалифицировать, видимо, сложнее, даже перед лицом падения объемов буровых работ.

#### **«Во всех скважинах подряд не будешь же бурить эти стволы...»**

Резонное замечание представителя НАК «Нефтегаз Украины» прозвучало как чисто эмоциональная реакция на присутствие почти в каждом докладе темы зарезки боковых стволов. И, возможно, в какой-то степени в ответ на тезис В.Жильцова «К зарезке боковых стволов пригодны практически все скважины».

О некоторых «организационных мотивах» работы в этом направлении речь шла выше. Если же иметь в виду целенаправленный поиск скважин-кандидатов для зарезки боковых стволов, то подходов и, соответственно, целей было озвучено несколько. Безусловно, остается актуальной «историческая» цель, о которой в самом начале своего выступления говорил Ю.Беленький: «Самыми распространенными случаями применения метода зарезки боковых стволов были ликвидации аварий с внутрискважинным оборудованием, скважин с большой долей активных невыработанных запасов

продукции, когда все другие доступные способы ликвидации этих аварий оказывались неэффективными».

Однако сегодня задача также может состоять в повышении нефтеотдачи пласта в чистом виде — то есть при нормальной работе основного ствола с естественным постепенным падением продуктивности или повышением обводненности продукции. Об этом, в частности, говорил **Виктор Генералов**, заместитель главного инженера СП «Вьетсовпетро». По его словам, одним из главных факторов прироста объемов добычи в последние годы стал перевод скважин на вышележащие горизонты, в том числе с использованием технологий зарезки боковых стволов. «Пробури в второй ствол на одной из скважин, мы добились увеличения дебита примерно на 260 тонн», — отметил В.Генералов.

Наконец, зарезка бокового ствола может использоваться и с разведочными целями. Классический пример последнего случая представил В.Жильцов: «На месторождениях открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз» промышленное бурение в 1960–1980 годах велось на высокопродуктивные пласты. Низкопродуктивные пласты, как правило, залегающие ниже, не разрабатывались. В результате геология нижележащих пластов не изучена полностью и требуется дополнительное разведочное бурение. Углублением старых добывающих скважин, бездействующих скважин, проблемы доразведки можно решить со значительно меньшими затратами, так как стоимость бурения бокового ствола в три-четыре раза ниже стоимости разведочной скважины. К тому же после доразведки пласт вводится в разработку без затрат на обустройство».

Почему при всех видимых преимуществах и перспективах этот метод стал широко применяться только сегодня? Свой ответ на этот вопрос дал Ю.Беленький: «Строительство боковых стволов давно применяется в отечественной практике как один из методов капитального ремонта по восстановлению работоспособности скважин. Поэтому ничего нового в технологиях строительства нет, они уже давно отработаны на всех месторождениях. Применение этого метода раньше было ограничено высокой стоимостью и продолжительностью работ».

Конечно, сама по себе «генеральная концепция» бокового ствола существенных изменений в принципе претерпеть не могла. Однако вопрос о развитии технологий строительства был чуть ли не самым обсуждаемым на конференции. **Кристиан Женневин**, менеджер по разработке комплексных решений компании «Шлюмберже», значительную часть своего доклада посвятил эволюции этих технологий. Зарезка боковых стволов «вслепую», как это было на первых этапах, в большинстве случаев не могла приносить ощутимых результатов по добыче. И даже несмотря на невысокую стоимость таких работ, окупить их было до-



**Вячеслав Жильцов,**  
главный технолог  
УЗБС и КРС ОАО  
«Сургутнефтегаз»



**Виктор Нифантов,**  
начальник отдела  
эксплуатации и НПС  
ООО «ВНИИГАЗ»



**Пуя Мабод,**  
менеджер  
по развитию  
бизнеса в Европе  
и СНГ компании  
Expro Group



**Юрий Беленький,**  
главный специалист  
отдела повышения  
нефтеотдачи пластов  
ОАО «НК «ЛУКОЙЛ»



**Дмитрий Кардымон,**  
директор проекта  
по ГРП Управления  
повышения  
производительности  
резервуаров ОАО  
«Юганскнефтегаз»



**Виктор Заволжский,**  
заместитель  
генерального  
директора по  
информационным  
технологиям  
ОАО «РИТЭК»



статочко сложно. Сегодня же все больше используется технологий высокоточного направленного бурения. Это дорого, но и эффект гораздо весомее. «Как правило, мы ориентируемся на довольно короткий срок окупаемости бокового ствола — в среднем это 12 месяцев», — заявил К. Женневин. И это при достаточно высокой стоимости работ в случае «Шлюмберже».

Прежде чем перейти к технологиям, которые позволяют сегодня сокращать сроки работ и снижать их стоимость, несколько слов о финансовой части.

Ю.Беленький привел, пожалуй, исчерпывающие данные по стоимости работ: «Стоимость работ по строительству бокового ствола в ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» составила 17,8 млн рублей при средней стоимости новой наклонно направленной скважины 18,5 млн; в «ЛУКОЙЛ-Перми» — 5,5 млн рублей при средней стоимости вновь вводимой скважины 27,8 млн».

К.Женневин на соответствующий вопрос ответил, что в зависимости от конкретных параметров ствола и усло-

вий вместе со стоимостью аренды буровой боковой ствол будет стоить от \$825 тыс. до \$1,2–1,3 млн. И здесь произошел примечательный диалог:

**Юрий Иконников, начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов ОАО «НК «ЛУКОЙЛ»:** *Так это же дороже, чем строительство новой... Как вы работаете в области снижения стоимости?*

**К.Женневин:** Мы последовательно и существенно уменьшаем срок зарезки боковых стволов. Кроме того, мы не включаем в состав кандидатов скважины с потенциалом суммарной добычи в первый год менее 30 тыс. тонн.

— *Главное, чтобы при уменьшении времени цикла строительства соответственно и цены снижались.*

Вообще Ю.Иконникова, члена Оргкомитета конференции и председателя сессии, можно в полной мере назвать «совестью» прошедшей конференции. Если к дороговизне сервиса «Шлюмберже» он отнесся достаточно спокойно-

но, с пониманием, то В.Жильцову, отказавшемуся назвать точную стоимость и дебиты, досталось куда больше:

— *Так, Вячеслав Анатольевич, у меня вопрос есть. Первый вопрос. Скажите, пожалуйста, дебит новой скважины за 2003 год и, я не говорю многоствольные, а вот наклонно направленные боковые стволы с горизонтальным участком?*

— Порядок цифр заканчивается шестью нулями.

— *Я понимаю. Но вот мы назвали свои цифры. Мы хотели бы знать и ориентироваться.*

— Я не уполномочен...

— *А дебиты?*

— По дебитам тоже.

— *Закрытая компания, я понимаю. Во всяком случае, надо было бы поделиться здесь кое-какой информацией. Она для развития других компаний могла бы. Мы же все в России живем...*

Оставим за рамками текущего обзора обсуждение информационной стратегии и экономической безопасности предприятий. Вместе с тем, В.Жильцов в рамках своих полномочий компенсировал финансовую недосказанность технологическими подробностями, которые, наверное, с практической точки зрения важнее для основной части аудитории — инженеров КРС.

В.Жильцов в своем выступлении сделал акцент на строительстве многоствольных скважин как на развитии традиционной зарезки боковых стволов: «В настоящее время одним из перспективных направлений повышения эффективности зарезки является многоствольное бурение, что приводит к значительному сокращению времени на подготовительные и заключительные работы и переезды. Снижаются затраты на отсыпку дорог и территории кустов. Кроме того, многоствольное бурение положительно сказывается на увеличении коэффициента нефтеотдачи и периода безводной эксплуатации в связи с увеличением общей длины горизонтальных участков и контура питания скважины.

К сожалению, применение многоствольного бурения ограничивается технологическими и геологическими причинами. К технологическим причинам можно отнести ограничение по диаметру используемого оборудования в связи с малым диаметром скважин — 146 и 168 мм, из которых производятся зарезка боковых стволов. Для скважин с большим количеством горизонтальных стволов применение четвертого уровня заканчивания по международной классификации связано с увеличением трудоемкости и высокой вероятностью аварийности.

К геологическим причинам можно отнести наличие водонасыщенных горизонтов в разрезе, вскрываемом боковым стволом. По этой причине принято решение по бурению двух скважин с четырьмя боковыми горизонтальными стволами с малым радиусом искривле-



ния и сохранением основных стволов на скважинах, где расстояние между водонасыщенным пластом и эксплуатационным горизонтом составляет 130–180 метров по вертикали. В феврале 2003 года было начато строительство первой четырехствольной скважины.

Надо сказать, при обсуждении многоствольных скважин часто приходится слышать вопрос о способе их эксплуатации, или, конкретнее, о том, сколько ЭЦН и как размещаются в стволе или стволах. Не избежал такого вопроса и В.Жильцов. Ответ вряд ли мог быть экзотическим — добыча ведется из одного пласта, хотя и несколькими стволами, поэтому вся продукция добывается из общей части «материнской скважины». Примечательно, что дебит четырехствольной скважины, по словам В.Жильцова, превысил начальный в 15–20 раз.

В качестве основной проблемы Вячеслав Анатольевич назвал способ заканчивания и цементирования боковых стволов в скважинах малого диаметра. Некоторый свет на эту проблему пролил К.Женневин, рассказав о применении в таких случаях бицентричных долот для вырезания в обсадных колоннах малого диаметра максимально больших окон. Боковой ствол также бурится бицентричным долотом, без потери в наборе кривизны при выходе на горизонтальный интервал. Интересно, что в этих работах «Шлюмберже» широко использует отклонители российского производства.

Особое внимание К.Женневин уделил и подбору буровых растворов и буровой установки. Верхней планкой в последнем случае является грузоподъемность 160–200 тонн. Бдительные российские участники по этому пункту заподозрили «Шлюмберже» в расточительстве.

**Вопрос из зала:** Чем обусловлен ваш выбор грузоподъемности? Это же удорожание...

**К.Женневин:** Дело в том, что для добычи большое значение имеет длина дренируемого интервала. Нам иногда приходится делать горизонтальный участок в продуктивном пласте до 350 метров. А в таких случаях общая длина бокового ствола иногда получается и 700, и 750 метров. Соответственно гидравлический фактор и факторы безопасности как раз и приводят нас к нашим выводам. Кроме того, мы должны обеспечивать возможность вращения колонны, что также требует определенного типа буровых. Да, это дороже, но общий экономический результат будет выгоднее.

Для сравнения можно привести данные о длине боковых стволов, которые привел Ю.Беленький: «Средняя длина наклонно направленного ствола составила 608 метров. Средняя длина ствола с горизонтальным окончанием — 615 метров при средней протяженности горизонтального участка 156 метров. Средняя продолжительность работ составила при

бурении наклонно направленного ствола 42,7 суток, при бурении стволов с горизонтальным окончанием — 63». К.Женневин говорил о среднем времени строительства бокового ствола в Западной Сибири компанией «Шлюмберже» — 35 суток. Вот если бы еще не разница по стоимости работ...

Сюда же относится ремарка В.Нифантова, уже конкретнее по горизонтальному интервалу: «Нужно ли большой ствол делать? Одно время сильно увлекались. Вот там 800 метров нужно или 600 метров ствол? По Оренбургу мы посмотрели, там стволы доходят до 500 и более метров, эффективная толщина порядка 50%. Им удалось это установить, т.е. мы уже приходим к цифре 250 метров...».

В этой связи много было сказано о важности проектирования зарезки боковых стволов с обязательным гидродинамическим моделированием вариантов с точки зрения схемы разработки всего месторождения. «Мы используем индивидуальный подход к каждому стволу, в связи с создавшейся моделью месторождения выбирается. Дело в том, что невыработанные запасы имеют ограниченные размеры и нельзя выходить из пределов этих разработок по каждой скважине. Значит, выбор горизонтального участка производится весьма индивидуально. Не просто так, как вот Бог на душу положил. Основная задача — это определить места нахождения этих целиков», — отметил Ю.Беленький.

Свое веское слово сказал по этому поводу и председателем выступавший Ю.Иконников: «И в настоящее время в Западной Сибири проходит вот этот массовый период проведения ГРП как наиболее высокоэффективного способа добычи нефти. Я думаю, наибольшую актуальность сегодня приобретает как раз грамотное геолого-гидродинамическое моделирование месторождений, которые находятся на третьей стадии разработки, т.е. с запасами, у которых выработка достигла более 50%. И, как видно, вы сами, наверное, обращали внимание, при этой выработке у нас обводненность составляет где-то около 80%. Это говорит о том, что не вовлечены в разработку и не дренируются огромные запасы нефти, которые надо каким-то образом добывать. Поэтому при грамотном моделировании и хорошо отработанной технологии с наименьшим циклом строительства, так сказать, и наименьшими затратами на этот вид работ зарезка боковых стволов приобретает наиболее актуальное значение для решения задач вовлечения этих участков месторождений в разработку».

#### «Что мы можем позволить себе, проводя ГРП?»

В отличие от классического «где брать деньги?» этот риторический вопрос Д.Кардымона был задан исключительно в технологической плоскости. Об экономике ГРП на конферен-



**Виктор Генералов,**  
заместитель главного  
инженера  
СП «Вьетсовпетро»



**Кристиан Женневин,**  
менеджер по разработке комплексных  
решений компании  
«Шлюмберже»



**Андрей Смарозов,**  
менеджер проектов по интенсификации  
добычи нефти и газа  
«Шлюмберже»



**Кнут Ховем,**  
региональный  
менеджер  
по развитию бизнеса  
Baker Oil Tools



**Камиль Гарифов,**  
заведующий  
отделом эксплуатации и ремонта  
скважин ОАО  
«ТатНИПИнефть»



**Нигматьян  
Хамитьянов,**  
заместитель заведующего отделом техники  
и технологии строительства и капитального  
ремонта скважин



**Билл Тейлор,**  
менеджер по  
продажам компании  
**Hydra Rig**  
группы **Varco**



**Елена Румянцева,**  
директор  
инженерно-  
технического центра  
**Oil Technology**  
**Overseas**



**Зыюнг Зань Лам,**  
ведущий научный  
сотрудник отдела  
добычи нефти  
**НИПИморнефтегаз,**  
СП «Вьетсовпетро»



**Кирилл Стрижнев,**  
директор  
департамента  
новых технологий  
**Oil Technology**  
**Overseas**



**Олег Антонов,**  
главный инженер  
**ООО «СИБнорс»**

ции вообще говорили гораздо меньше, чем в случае боковых стволов. «...Мы можем ускорить извлечение запасов, мы можем извлекать запасы, добыча которых ранее считалась невыгодной, увеличить приток в скважину, обойти повреждения в призабойной зоне, увеличить эффективный радиус скважины, соединить линзообразные резервуары. Также соединение расчлененных формаций, т.е. выработка всех пропластков как высоко-, так и низкопроницаемых...», — продолжил Д.Кардымон.

Не секрет, что области применения ГРП и резки боковых стволов во многом перекрываются, что и подтвердил приведенный выше список задач, которые решает при помощи ГРП «Юганскнефтегаз». Увеличение дебита в 10–12 раз на низкопроницаемых пластах в случае ЮНГ также коррелирует с цифрами, которые приводил В.Жильцов. Однако в отличие от предыдущей темы жарких дискуссий по поводу ГРП не было. Возможно потому, что основной доклад представил именно ЮНГ, работающий с большинством, если не со всеми подрядчиками в этом направлении работ. Получился своеобразный монолог от Д.Кардымона с продолжением от «Шлюмберже»:

«Мы решили использовать новые материалы, т.е. увеличивать фракцию проппанта и снижать загрузку геля, что в итоге нам дало увеличение остаточной проницаемости, — говорит Д.Кардымон. — В начале 2004 года мы довели среднюю закачку до 112 тонн, а максимальная составила 223 тонны. На прошлой неделе максимальная закачка проппанта фирмой «ПетроАльянс» составила 460 тонн, т.е. в принципе мы для себя ставили задачу закачать 500 тонн, но не выдержало оборудование».

Последнее обстоятельство, видимо, не было особенно печальным для «Юганскнефтегаза» — одна из технологий, о которой рассказывал Дмитрий Викторович, технология «концевого экранирования», как раз предусматривает получение «стопа» в конце закачки. «Это позволяет нам делать упакованную ширину трещины максимально возможной и, соответственно, максимально проводимой», — сказал Д.Кардымон.

Еще две упоминавшиеся в докладе технологии — это использование проппанта с полимерным покрытием на последней стадии закачки для удержания частиц от выноса и проведение ГРП на нескольких пластах без извлечения пакера. По словам Д.Кардымона, в первом случае, безусловно, происходит некоторое снижение проницаемости, но в итоге общий эффект все равно оказывается лучшим.

Во втором случае — проведение ГРП на нескольких пластах — речь шла о разновидности технологии «Шлюмберже», которую отдельно представлял на конференции **Андрей Смаровозов**, менеджер проектов по интенсификации добычи нефти и газа «Шлюмберже»: «Как правило, если нефтегазодобывающая компания имеет дело со

скважиной, вскрывшей несколько пластов, учитывая время и прочие затраты, которые она может понести, она старается объединить одним ГРП несколько продуктивных интервалов. Такой ГРП заведомо неэффективен. Установка механических разделителей, исследования и другие работы в этом случае ведут к тому, что некоторые пласты остаются неохваченными, а другие охвачены неэффективно. Много времени тратится на проведение подготовительных и вспомогательных работ. Мы предлагаем технологию селективной обработки интервалов — пакерное оборудование OptiSTIM на простых и гибких НКТ. Этим же инструментом можно провести освоение скважины, что существенно экономит время».

Несмотря на очевидные преимущества данной технологии в целом ряде случаев, она была воспринята залом с большой осторожностью. Уже в своем докладе, Д.Кардымон отметил: «Единственное для нас существенное ограничение при применении этой технологии то, что мы можем за один спуск пакера прокачать не больше 250 тонн проппанта, т.е. если даже это будет три-четыре операции, то для объемов проппанта, который мы закачиваем в «Юганскнефтегазе», это мало».

В «зарубежном» примере, который привел А.Смаровозов, было проведено последовательно 11 операций по интенсификации с расстоянием между пластами в 3 метра. В случае российского заказчика был проведен ГРП на 4 интервалах с общим объемом закачки 153 тонны проппанта.

Зал отреагировал почти агрессивно.

**Комментарий из зала:** *Если вы с использованием этого инструмента будете у нас рвать пласты с интервалом в 3 метра и закачкой 3 м<sup>3</sup>/мин, то вы порвете не только соседние перемычки, но и пару вышележащих — инструмент ведь не дает возможность контролировать рост трещины по вертикали... Так что говорить об экономии проппанта здесь, наверное, неуместно, хотя экономия по времени, действительно, может быть...*

**А.Смаровозов парировал:** Ну, это был конкретный пример, с, видимо, совсем другими пластовыми характеристиками. Каждый раз нужно смотреть на множество факторов — мощность пласта, геолого-геофизические характеристики и т.п. Каждая скважина и каждый пласт индивидуальны... Всегда нужно правильно подбирать скважины-кандидаты. Мы обязательно проводим исследования и «информационные ГРП». Ну и контроль постоянный по ходу проведения».

Очевидно, следующим технологическим опытом, который, как надеются организаторы, будет подробнее рассматриваться на конференции в следующем году, станет ГРП в горизонтальных интервалах. Д.Кардымон с энтузиазмом высказался о перспективах в этом направлении, сказав, что на дан-

ный момент переговоры ведутся с Halliburton. А.Смаровозов, в свою очередь, высказался в пользу проведения кислотных обработок в горизонтальных стволах с помощью предложенной технологии. Однако подробности мы надеемся услышать в следующем году.

### «Я-то чувствую, что технология нормальная...»

Из уст Ю.Иконникова эта фраза в отношении расширяемых систем прозвучала как приговор, правда положительный. «...Она [эта технология] пока широко не используется, так же как раньше, например, ГРП и боковые стволы не использовались, пока техника и экономика не подтянулись», — продолжил Юрий Андреевич, высказав желание попробовать один из представленных на конференции вариантов на условиях раздела рисков.

На конференции расширяемым системам целиком было посвящено три доклада — два от «Татнефти» и один от Baker Oil Tools. Последнюю представлял **Кнут Ховем**, региональный менеджер по развитию бизнеса. В продолжение мысли Ю.Иконникова можно привести характерный диалог.

**Вопрос из зала:** *Какова экономика расширяемых систем в сравнении с обычными ремонтно-изоляционными работами (РИР)? Я давно «последнюю» за такими системами — они у нас применяются в Татарстане, но в других регионах не прижились. Какие-то есть нюансы. Я хотел бы их понять...*

**К. Ховем:** А я вот тоже не понимаю, почему эта технология еще широко не применяется. Я говорю с людьми уже два года. Наверное, это потому, что технология новая и еще нет промышленных стандартов. То есть, например, мы не поставляем расширяемые трубы — если бы был стандарт, вы бы закупили трубы, а мы бы их для вас расширили. Ну а по деньгам, я думаю, вы все могли бы это себе позволить. Зарезка бокового ствола, например, с этой технологией стоила бы всего процентов на 25% дороже, но вы бы сэкономили на разбуривании цементных пробок и лучшей изоляции водопритока.

Пожалуй, с точки зрения «взаимопроникновения» тем на прошедшей конференции особенно интересен был именно опыт использования этих систем при зарезки бокового ствола. К.Ховем проиллюстрировал свой ответ примером: «У нас есть опыт спуска расширяющейся трубы через окно в обсадной колонне. Данная операция выполнялась из 7-дюймового хвостовика. Компания-оператор таким образом решила проблему выноса песка и получила высокую продуктивность скважины, сэкономив при этом на цементировании и проведении РИР».

От «Татнефти» по этой теме выступали **Камиль Гарифов**, заведующий отделом эксплуатации и ремонта скважин ОАО «ТатНИПИнефть», и его кол-



лега по институту **Нигматьян Хамитьянов**, заместитель заведующего отделом техники и технологии строительства и капитального ремонта скважин. Н.Хамитьянов в начале своего выступления указал на то, что в некоторой конкуренции между боковыми стволами и ГРП у расширяемых систем также есть свое место: «В настоящее время все еще не решенным является ряд проблем — сохранение диаметра ствола скважин, гидроизоляция проникаемых пластов и увеличение срока службы скважин. Решение этих проблем с использованием многоколонных систем становится все более сложным, особенно при глубоком бурении с большим отходом от вертикали, а также на старых скважинах с дефектами обсадных колонн... При изоляции интервалов водопритока возникают две проблемы: определение геофизическими методами затруднительно, затруднителен и сам процесс изоляции

обычными методами — быстротвердеющие композиции создают препятствия, медленно твердеющие вымываются суток за 10». Правда, Н.Хамитьянов здесь же сделал оговорку, что профильные перекрыватели — традиционный для «Татнефти» вид расширяемых систем, в большинстве случаев используются при бурении, тогда как только около 6% — при ремонте скважин.

Существенное отличие профильных перекрывателей от «обычных», эластически расширяемых систем состоит в том, что процесс расширения трубы с двумя складками происходит гидравлическим способом — повышением давления в колонне. Что же касается расширяемых «пластырей», представленных К.Гарифовым, то отличие от «бейкеровских», помимо материала, состоит в способе расширения — это вращающиеся развальцеватели, в отличие от «бейкеровских» пуансонов — конусов регулируемого и не регулируе-



мого диаметра, а также в способе крепления на колонне: во многих системах Baker Oil Tools используется эластичное резиновое покрытие, которое наносится на трубу методом вулканизации и при расширении плотно прилегает ко всем неровностям. В системах ТатНИПИнефти ремонтируемая обсадная колонна предварительно затачивается для сохранения внутреннего диаметра труб, после чего уже расширяемая труба «встраивается» в образовавшуюся нишу развальцевателем. Стоит отметить, что в обоих случаях все операции производятся за одну спускоподъемную операцию (СПО).

И, опять-таки, зал ответил некоторой настороженностью. Н.Хамитьянову пришлось защищать честь расширяемых систем, почти так же, как А.Смаровозову «свой» пакер.

**Комментарий из зала:** *Вот ведь какая ситуация — сейчас же развита технология добычи на больших депрессиях, мощные ЭЦН, которые спускают практически на кровлю пласта, и создается очень мощная депрессия. Так вот у нас, на Самотлоре, в этих условиях ни один такой пластырь не держится, и мы уже лет пятнадцать как отказались от их использования... Кроме того, там же получается определенное сужение ствола скважины, и при спуске колонны происходит просто сдирание пластыря или кабеля...*

**Н.Хамитьянов:** Разумеется, пластыри тонкостенные, они не могут быть толстыми, и у них есть предел по гарантированному уровню депрессии (10 МПа для пластыря с толщиной стенки 5 мм в 6-дюймовой колонне), хотя на практике может быть и выше. А использование наших систем подразумевает отсутствие сужения диаметра колонны... мы и не рекомендуем повсеместно применять это оборудование. Есть разработанные нами критерии. Вот когда другие, гораздо более дешевые технологии не работают, там и нужно сразу же применять расширяемые системы.

#### «Возникают вопросы, где надо и глушить...»

Конечно, гораздо интереснее те технологии, которые позволяют не глушить скважину. Цитата, приведенная выше, увенчала оптимистичное высказывание В.Нифантова по поводу колтюбинга: «Очень хорошо, что сейчас вот активно, у нефтяников раньше, у газовиков несколько позже, проходит оснащение всех добывающих предприятий колтюбинговыми установками, которые позволяют часть ремонтных работ проводить без глушения».

Тема использования колтюбинговой техники, наряду с зарезкой боковых стволов, красной нитью прошла через большинство выступлений на конференции. В основном, конечно, речь шла об использовании колтюбинга для интенсификации и, в частности, кислотных обработок.

В.Генералов открыл эту тему уже в первой сессии конференции, правда, говорил в сослагательном наклонении и в будущем времени: «Для обследования и ликвидации непроходов НКТ следует арендовать установку с гибкими трубами, чтобы проверить возможность применения ее в условиях месторождений СП «Вьетсовпетро». Это позволило бы в некоторых случаях обойтись без глушения скважины и подъема подвески НКТ на поверхность, охватить гидродинамическими исследованиями большее число скважин, добиться более технологического осуществления работ по обработке призабойной зоны (ОПЗ), осуществить очистку НКТ. Это бы позволило в некоторых случаях обойтись без глушения скважин. Кроме того, с помощью технологий и технических средств на гибких трубах можно проводить очистку НКТ в скважинах. Гибкие трубы также понадобятся для изоляции водопритоков, при установке мостов. В настоящее время СП проводит техническую экспертизу и расчет экономической целесообразности использования установок гибких труб в морских условиях».

Один из докладов — выступление **Билла Тейлора**, менеджера по международным продажам компании Hydra Rig группы Varco, был полностью посвящен новым разработкам в области колтюбинговой техники. Несколько принципиальных новинок, наверное, будут особенно радостно восприняты теми, кто каждый день имеет дело с этими установками: «Раньше во всех инжекторах было по несколько моторов. Основным отличием нашей новой серии инжекторов является использование всего одного мотора и коробки передач (блока трансмиссии). Эта коробка передач позволяет самым точным образом рассчитывать скорость спуска ГНКТ, что крайне важно для бурения с колтюбингом. Появляется возможность контролировать нагрузку на долото... Также проведена большая работа по усовершенствованию цепей. Ранее приходилось каждый раз извлекать цепь из инжектора, чтобы перейти на другой диаметр ГНКТ. В новой серии цепь с этой целью извлекать не нужно. Соответственно усовершенствован и механизм смазки».

Прозвучало и несколько вопросов относительно бурения с колтюбингом. Подробно эта тема будет рассматриваться на предстоящей в ноябре второй ежегодной конференции «Бурение», однако все-таки хочется упомянуть рассказ Б.Тейлора об использовании 10-километровой гибкой трубы диаметром 60 мм для бурения с колтюбинговой установкой на Сахалине. В остальной части доклада очень много времени было уделено гибридным установкам, позволяющим быстро переходить с использования колтюбинга на обычные НКТ в случае необходимости. Правда, здесь, как говорится, лучше один раз увидеть.

Однако вернемся собственно к ОПЗ и водоизоляционным работам. «Среднегодовая обводненность добываемой в России нефти превышает 82%. Мно-

гие скважины эксплуатируются с обводненностью 98–99%. Основные причины быстрого роста обводненности продукции — это образование конуса обводнения, опережающие подтягивания контурных вод по наиболее проницаемым пропласткам, нарушение герметичности обсадных колонн, нарушение герметичности цементного кольца», — начала свое выступление **Елена Румянцева**, директор инженерно-технического центра Oil Technology Overseas. Впрочем, доклад Е.Румянцевой был преимущественно посвящен технологиям, в настоящее время используемым в основном СП «Вьетсовпетро», хотя и применимым в России. Основным предметом доклада было создание серии полимерных гелей, длительное время сохраняющих текучесть при высоких температурах. Было также описано несколько технологических схем их применения.

Выступавший от СП «Вьетсовпетро» **Зыюнг Зань Лам**, ведущий научный сотрудник отдела добычи нефти НИПИ-морнефтегаз, больше внимания уделил ряду методов интенсификации с ОПЗ: «Мы применяли технологию ОПЗ скважин нефтегазокислотной эмульсией под давлением, преимуществом которой по сравнению с технологией ГРП являются простота операции, сокращение различных видов капитальных и текущих ремонтов скважин, в том числе операций глушения и долива жидкости в скважину, которые влияют на загрязнение призабойной зоны скважин. Это и сокращение времени и затрат на подготовку скважины. Планируется также проведение испытания новых методов ОПЗ скважин, таких как кислотно-гидроударное воздействие на ПЗП, локальный гидро-разрыв пласта (ЛГРП) и др.»

Коллега Е.Румянцевой, **Кирилл Стрижнев**, директор департамента новых технологий ОТО, рассказал об использовании реагента на базе спиртов и гидрофобизаторов для повышения проницаемости ПЗП в «Юганскнефтегазе» за счет извлечения кольматирующей поры воды.

Наконец, некоторый сюрприз преподнес В.Заволжский, рассказав о «нехарактерной» для РИТЭК технологии пароголового воздействия. Впрочем, технология только опробуется, и подробнее мы надеемся услышать о ней на одной из следующих конференций, равно как и о более широком опыте использования передвинутой азотной компрессорной станции Уральского компрессорного завода, рассказ о которой **Олега Антонова**, главного инженера ООО «СИБкорс», вызвал достаточно много вопросов у аудитории, при несомненной перспективности данного направления. Это, наверное, тот характерный пример, который делает ежегодные конференции интересными: критерий истины — опыт. С каждым годом его все больше, на каждой следующей конференции мы будем узнавать и обсуждать все больше технологий и подходов к производству. 