

Требования заказчиков направлены на то, чтобы подрядчики работали на мощном оборудовании

Customer Requirements Are Designed to Ensure that Contractors Work on Powerful Equipment

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Р.М. АХМЕТШИН, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис».

Беседа состоялась в кулуарах 15-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации колтюбингового, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП СЗАО «ФИДМАШ».

“Coiled Tubing Times” meets R.M. AKHMETSHIN, Deputy Director of TagraS-RemService LLC – Head of AktyubinskRemServis Enterprise.

The conversation took place on the sidelines of the 15th Consumer Conference on the operation of coiled tubing, pumping, nitrogen equipment and equipment for hydraulic fracturing of NOV FIDMASH.

Р.М. Ахметшин родился 11 ноября 1961 года в Лениногорске, Республика Татарстан. Окончил Уфимский нефтяной институт. Трудовую деятельность начал в 1982 году в должности помощника бурильщика Лениногорского управления буровых работ. С 1991 года работал в Лениногорском управлении по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин мастером КРС, инженером технологического отдела, начальником отдела. С 2002 года работал в Актюбинском управлении канатно-контейнерных и пакерных методов – УКК и ПМ (с 2008 года – ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис») в должности главного инженера. В настоящее время – заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»



Rubin Achmetshin was born on November 11, 1961 in the city of Leninogorsk, Republic of Tatarstan. He graduated from the Ufa Petroleum Institute. He began his career in 1982 as an assistant driller of the Leninogorsk Drilling Operations Department. Since 1991, he worked in the Leninogorsk Directorate for Enhanced Oil Recovery and Overhaul of Wells as a master of workover, an engineer in the technology department, and a head of department. Since 2002, he worked in the Aktobe department of cable-container and packer methods – UKK and PM (since 2008 – Tatneft-AktyubinskRemServis LLC) as the chief engineer. Currently – Deputy Director of TagraS-RemService LLC – Head of AktyubinskRemServis Enterprise.

«Время колтюбинга»: Рубин Мударисович, со времени нашей с Вами прошлой беседы («ВК» № 4 (062), стр. 60–64) прошло довольно много времени. Два года назад Вы подробно рассказали нашим читателям о трендовых технологиях и о ситуации на рынке нефтегазового сервиса. Как бы Вы охарактеризовали ситуацию на этом рынке сейчас?

Рубин Ахметшин: Сегодня время очень сложное, когда у основных заказчиков нефтесервисных услуг идет ограничение добычи нефти, и, соответственно, становятся востребованными технологии, которые

Coiled Tubing Times: Rubin Mudarisovich, quite a lot of time has passed since our last conversation with you (CTT № 4 (062), pp. 60–64). Two years ago you told our readers in detail about trending technologies and the situation in the oil and gas service market. How would you characterize the situation in this market now?

Rubin Akhmetshin: Today is a very difficult time, when the main customers of oilfield services are limited in oil production, and, accordingly, technologies that are carried out cheap and rather qualitative. That is, cool technologies, which don't have a sky-high price, are in demand. Deciding to go

выполняются согласно поговорке – дешево и сердито. То есть востребованы крутые по исполнению технологии, которые имеют не заоблачную цену. Привлекая подобные технологии, заказчик идет на риски и дает нам, подрядчикам, объемы работ для их осуществления. А что касается дорогостоящих технологий, то сегодня, к сожалению, даже самые крупные заказчики, такие как «Татнефть», «Роснефть» и «Газпром нефть», финансируют их при гарантии 100%-й успешности. Поэтому я, как подрядчик, ищу и нахожу технологии, которые будут эффективными и иметь невысокую стоимость. Девиз нашей компании: выполнять стратегические задачи заказчика. А стратегия – это именно повышение эффективности и снижение затрат.

ВК: Какие нефтесервисные технологии сейчас в авангарде в России?

Р.А.: Прежде всего это многостадийный ГРП. Эта технология развивается, но развитие сдерживается высокой стоимостью ее осуществления: затратным бурением, дорогостоящей подготовкой ствола, недешевым оборудованием – набухающими пакерами и т. д. На определенном этапе возникает необходимость разбурки фрак-портов... Поэтому идет поиск технологий, способных исключить столь значительные затраты. Одна из таких многообещающих технологий – МГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками, которые имеют равнопроходной диаметр. Применение этой технологии, помимо очевидной эффективности, улучшает также перспективы использования скважины, когда через определенный период времени нужно будет проводить повторные ГРП. Ведь если в скважину были спущены порты, то их надо будет разбурить, чтобы добиться равнопроходного диаметра. А в нашем случае такой необходимости нет. Спускаем двухпакерную компоновку и проводим повторный ГРП – всё! МГРП – одна из тем, над которой мы очень серьезно работаем.

ВК: В приоритете у Вас кислотный или проппантный ГРП?

Р.А.: Сейчас мы проводим в основном кислотные, но подбираем компоновку, которая позволила бы проводить проппантные ГРП.

ВК: Какие технологии способны конкурировать с МГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками в сегменте «дешево и сердито»?

Р.А.: Для проведения проппантных МГРП наш заказчик применяет технологию Plug & Perf, которая осуществляется без привлечения колтюбинга, на каротажном кабеле. Она позволяет снизить время на перфорацию колонны и разобщение интервалов ГРП.

with such technologies, the customer takes risks and gives us, the contractors, the amount of work for their implementation. As for expensive technologies, today, unfortunately, even the largest companies, such as Tatneft, Rosneft and Gazprom Neft, finance them only with a guarantee of 100% success. Therefore, I, as a

Востребованы крутые по исполнению технологии, которые имеют не заоблачную цену.

Cool technologies, which don't have a sky-high price, are in demand.

contractor, seek and find technologies that are effective and have a low cost. The motto of our company: to fulfill the strategic objectives of the customer. And the strategy is precisely an increase in efficiency and cost reduction.

СТТ: What oilfield technology is now at the forefront in Russia?

Р.А.: First of all, it is multistage hydraulic fracturing. This technology is developing, but the development is constrained by the high cost of its implementation: costly drilling, expensive preparation of the wellbore, expensive equipment – swelling packers, etc. At a certain stage, there is a need to disassemble frac ports... Therefore, a search is underway for technologies that can eliminate such significant costs. One such promising technology is multistage fracturing in wells with cemented liners that have an equal bore diameter. The use of this technology, in addition to obvious efficiency, also improves the prospects for using the well when, after a certain period of time, repeated hydraulic fracturing will be necessary. After all, if the ports were lowered into the well, then they will need to be drilled in order to achieve an equal diameter. And in our case there is no such need. We lower the two-packer layout and carry out a repeated hydraulic fracturing – that's all! Multistage fracturing is one of

the topics on which we are working very seriously.

Одна из многообещающих технологий – МГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками, которые имеют равнопроходной диаметр.

Multistage fracturing in wells with cemented liners that have an equal bore diameter is a promising technology.

СТТ: Do you have acid or proppant fracturing??

Р.А.: Now we carry out mainly acidic ones, but we select the unit that would also allow us to perform proppant hydraulic fracturing.

СТТ: What technologies can compete with

multistage fracturing in wells with cemented liners in the filling at the price segment?

Р.А.: To carry out proppant multistage hydraulic

ВК: Какие еще перспективные технологии находятся в Вашем приоритете?

Р.А.: Вторая тема, над которой мы очень серьезно работаем, – создание дополнительных каналов в горизонтальных и наклонных скважинах. Подобные дополнительные каналы нужны, когда существующий ствол уже выработан. На рынке представлен ряд технологий для создания таких каналов. В частности, это белорусская технология по созданию сети радиальных глубокопроникающих каналов фильтрации СКИФ®, технологии от американской компании Radial Drilling Services и от российских «Нефтегазтехнология» и «Перфобур». Однако сегодня все эти технологии мало реализуются из-за своей высокой стоимости. Мы ищем и находим более дешевые методы. Совместно с компанией «Татнефть» мы предложили пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией. Я уверен, что эта технология перспективна. Нами уже наработан большой опыт: мы успешно бурим такие каналы, единственное – мы еще не научились бурить их направленно. Для решения этой проблемы наше предприятие заключило договор с СЗАО «Новинка» о партнерстве. Мы совместно будем разрабатывать оборудование и продвигать эту технологию. На первом этапе запланировано строительство скважин малого диаметра, на следующем – гидромониторный размыв, который будет необходим, чтобы осуществить данную технологию в наклонных скважинах. Там мы не можем применять забойные двигатели из-за малых радиусов новых стволов, значит, надо искать другие методы, т. е. гидравлический размыв каналов.

ВК: Какие факторы, по Вашему мнению, тормозят развитие колтюбинговых технологий в России?

Р.А.: Здесь несколько причин. Во-первых, значительное число колтюбинговых флотов оказалось не задействовано прежде всего по причине того, что технология ГРП в России в целом развивается без применения ГНКТ. Широко применяются растворимые шары, многоразовые порты, которые открываются – закрываются, и уже даже растворяющиеся порты появились, перфорацию и разобщение проводят на кабеле. Соответственно, область применения колтюбинга сужается, и часть закупленных флотов простаивает. Во-вторых, с увеличением длины горизонтальных стволов повышаются требования к диаметрам применяемых ГНКТ,

fracturing, our Customer uses the Plug & Perf technology, which is carried out without using coiled tubing, on a wireline cable. It allows you to reduce the time for the perforation of the column and the separation of fracturing intervals.

Вторая тема, над которой мы очень серьезно работаем, – создание дополнительных каналов в горизонтальных и наклонных скважинах. Подобные дополнительные каналы нужны, когда существующий ствол уже выработан.

The second topic, on which we are working very seriously, is the creation of additional channels in horizontal and deviated wells. Such additional channels are needed when the existing bore has already been developed.

СТТ: What other promising technologies are in your priority?

R.A.: The second topic, on which we are working very seriously, is the creation of additional channels in horizontal and deviated wells. Such additional channels are needed when the existing bore has already been developed. The market presents a number of technologies for creating such channels. In particular, this is the Belarusian technology for creating a network of deep-penetrating radial filtering channels SKIF®, technologies from the American company Radial Drilling Services and from the Russian Neftgaztekhnologiya and Perfobur. However, today all of these technologies are little implemented because of their high cost. We search and find cheaper methods. Together with Tatneft, we

proposed a pilot project for drilling small diameter side channels with subsequent dynamic stimulation. I am sure that this technology is promising. We have already gained a lot of experience: we successfully drill such channels, the only thing is that we have not yet learned how to drill them in a targeted manner. To solve this problem, our company entered into a partnership agreement with CJSC Novinka. We will jointly develop equipment and promote this technology. At the first stage, it is planned to build small diameter wells, at the next stage, a water-jet washing-out, which will be necessary to implement this technology in deviated wells. There we cannot use downhole motors because of the small radii of the new shafts, which means we need to look for other methods, i.e. hydraulic channel erosion.

СТТ: What factors, in your opinion, impede the development of coiled tubing technologies in Russia?

R.A.: There are several reasons. Firstly, a significant number of coiled tubing fleets turned out to be idle, primarily because the hydraulic fracturing technology in Russia as a whole develops without coiled tubing. Soluble balls, reusable ports that open and close, are widely used, and even dissolving ports have already appeared, perforation and separation are carried out on the cable. Accordingly, the scope of coiled

емкости узлов намотки и тяговым усилиям инжекторов. Основная масса задействованных сегодня установок не соответствует этим требованиям. В-третьих, низкая цена на услуги ГНКТ по причине высокой конкуренции между сервисными компаниями. Для того чтобы задействовать простаивающие флоты, подрядчики начинают демпинговать на тендерах, снижать цены на услуги, а это не способствует продвижению прогрессивных технологий.

ВК: А что нужно, чтобы оказывать высокотехнологичные услуги?

Р.А.: Должен быть исследовательский центр, вложения в научно-исследовательские и конструкторские разработки, финансовые вливания, чтобы можно было создавать новое оборудование, закупать высокопродуктивную технику. Но у малых компаний таких возможностей нет. Они способны лишь демпинговать, а крупные подрядчики из-за этого остаются без объемов работ.

ВК: Устраивает ли заказчиков качество услуг этих мелких компаний?

Р.А.: Наверное, не совсем устраивает. Но если у заказчиков сформировалась определенная цена на конкретный вид работ, то они не могут эту стоимость поднять. Они вынуждены работать при тех стоимостях, которые сформировали им предыдущие подрядчики.

ВК: Как, по Вашему мнению, на высокотехнологичный нефтегазовый сервис влияет нынешняя экономическая и политическая ситуация?

Р.А.: Вследствие этих причин у нас нет постоянных объемов работ. Если раньше у нас уже в начале каждого года была конкретная программа, определенные заказчики, годовой объем работ и мы знали, какие мощности и людские ресурсы нам понадобятся, то в настоящее время такой определенности нет. Случается, что снимается объем работ, наше оборудование и кадры остаются незадействованными. Соответственно, мы, бывает, вынуждены проводить оптимизацию, сокращать программы по закупке оборудования или по

Совместно с компанией «Татнефть» мы предложили пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией. Я уверен, что эта технология перспективна. Нами уже наработан большой опыт: мы успешно бурим такие каналы, единственное – мы еще не научились бурить их направленно. Для решения этой проблемы наше предприятие заключило договор с СЗАО «Новинка» о партнерстве.

Together with Tatneft, we proposed a pilot project for drilling small diameter side channels with subsequent dynamic stimulation. I am sure that this technology is promising. We have already gained a lot of experience: we successfully drill such channels, the only thing is that we have not yet learned how to drill them in a targeted manner. To solve this problem, our company entered into a partnership agreement with CJSC Novinka.

tubing is narrowing, and some of the purchased fleets are idle. Secondly, with an increase in the length of horizontal wellbores, requirements for the diameters of the applied CTs, the capacity of the winding units and the traction forces of the injectors increase. The bulk of the units involved today does not meet these requirements. Thirdly, the low price of CT services due to the high competition between service companies. In order to use idle fleets, contractors begin dumping at tenders, lowering prices for services, and this does not contribute to the advancement of advanced technologies.

Для того чтобы задействовать простаивающие флоты, подрядчики начинают демпинговать на тендерах, снижать цены на услуги, а это не способствует продвижению прогрессивных технологий. In order to use idle fleets, contractors begin dumping at tenders, lowering prices for services, and this does not contribute to the advancement of advanced technologies.

CTT: And what is needed to provide high-tech services?

Р.А.: There should be a research center, investments in research and development, financial injections, so that you can create new equipment and purchase highly productive equipment. But small companies do not have such opportunities. They are only able to dump, and large contractors are left without work volumes because of this.

CTT: Are customers satisfied with the quality of services of these small companies?

Р.А.: They are probably not quite happy. But if the customers have formed a certain price for a specific type of work, then they cannot raise

привлечению субподрядных организаций. Все это негативно сказывается на нашем предприятии.

ВК: В чем Вы видите перспективы развития колтюбинговых технологий?

Р.А.: Перспективы – в увеличении мощности оборудования. Растут глубины скважин, диаметр гибкой трубы, вес колтюбинговой установки – вот это сейчас тренд развития. Требования заказчиков сегодня направлены на то, чтобы подрядчики работали на более мощном оборудовании, которое способно достигать значительной глубины, – такой, которой не позволяло достичь предыдущее поколение оборудования. Взят курс и на усложнение операций. Пробурены протяженные горизонтальные скважины – до 6 км с портами ГРП, которые надо удалить, провести повторные работы на них. Для таких операций необходимо мощное оборудование.

ВК: Какие направления российского высокотехнологичного нефтегазового сервиса, по Вашему мнению, будут интенсивно развиваться в ближайшей перспективе?

Р.А.: По моему мнению, будет развиваться, да уже и сейчас активно развивается, но не такими высокими темпами, как могло бы, горизонтальное бурение. В тренде – многостадийный ГРП, хотя пока мы по сравнению с американцами сильно отстаем в количестве стадий, наверное, на десятилетие, если не больше. Они проводят МГРП до 100 стадий и больше, а в нашей компании пока осуществляется 10–12 стадий.

Растут глубины скважин, диаметр гибкой трубы, вес колтюбинговой установки – вот это сейчас тренд развития.

The depths of the wells , the diameter of the CT, the weight of the coiled tubing units-are growing. This is now a development trend.

ВК: Велико ли отставание передовых российских сервисных компаний от компаний «большой четверки»?

Р.А.: У международных компаний больше финансовых возможностей, поэтому они технически более развиты, чем наши сервисные компании. По оборудованию, на котором они работают, по их политике, по внедрению инноваций нам пока сложно с ними соперничать. Но по некоторым технологиям мы вполне способны конкурировать с ними на равных.

Вела беседу Галина Булыка,
«Время колтюбинга. Время ГРП»

this cost. They are forced to work at the costs that the previous contractors formed for them.

CTT: How do you think the current economic and political situation affects a high-tech oil and gas service?

R.A.: For these reasons, we do not have a constant amount of work. If earlier, at the beginning of each year, we had a specific program, certain customers, an annual amount of work, and we knew what capacities and human resources we would need, now there is no such certainty. It happens that the amount of work is not that big, our equipment and personnel remain unused. Accordingly, we are forced to optimize, reduce programs to purchase equipment or to attract subcontractors. All this negatively affects our company.

CTT: What are your prospects for the development of coiled tubing technologies?

R.A.: Prospects lie in increasing the capacity of equipment. The depths of the wells , the diameter of the CT, the weight of the coiled tubing units-are growing. This is now a development trend. Customer requirements today are aimed at ensuring that contractors work on more powerful equipment that can reach significant depths – the one that the previous generation of equipment did not allow to achieve. A course has also been taken to complicate operations. Extended horizontal wells have been drilled – up to 6 km with hydraulic fracturing ports that need to be removed and repeated work done on them. For such operations, powerful equipment is needed.

CTT: What areas of the Russian high-tech oil and gas service, in your opinion, will be intensively developed in the near future?

R.A.: In my opinion, horizontal drilling will develop, and even now it is actively developing, but not at as high a rate as it could. The trend is multi-stage hydraulic fracturing, although so far we, compared to the Americans, are far behind in the number of stages, probably by a decade, if not more. They perform multi-stage hydraulic fracturing up to 100 stages and more, while in our company 10 to 12 stages are still being carried out.

CTT: Are the leading Russian service companies far behind the Big Four?

R.A.: International companies have more financial opportunities, therefore they are technically more developed than our service companies. For the equipment on which they work, for their policy, for the introduction of innovations, it is still difficult for us to compete with them. But for some technologies, we are quite capable of competing with them on equal terms.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times