

ЭКСПЕРТНЫЙ ПОДХОД К МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ

РОССИЯ ОБЛАДАЕТ КОЛОССАЛЬНЫМИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ: ПО ГАЗУ ОНИ ОЦЕНИВАЮТСЯ В 14,47 ТРЛН М³, ПО НЕФТИ – В 9,04 МЛРД Т. НО ДОБЫВАТЬ ИХ СТАНОВИТСЯ ВСЕ СЛОЖНЕЕ. РАСТЕТ ИНТЕРЕС К ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ, НО ПРИ ЭТОМ СНИЖАЕТСЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ДОБЫЧИ. ОСОБЕННО АКТУАЛЬНА ПРОБЛЕМА СНИЖЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ДЛЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН. В КАКОМ СОСТОЯНИИ СЕГОДНЯ НАХОДИТСЯ СКВАЖИННЫЙ ФОНД, КАКОВ МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД РАБОТ СКВАЖИН, КАК ИЗМЕНИТСЯ РЫНОК МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ В БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ И В ЧЕМ ЗАКЛЮЧАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЕДОБЫЧУ В РОССИИ? ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОБСУЖДАЛИ ВЕДУЩИЕ ЭКСПЕРТЫ ОТРАСЛИ НА 16-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ-2019»

УДК 622.276

RUSSIA IS IN THE POSSESSION OF ENORMOUS STORE OF HYDROCARBON RESERVES: WHICH ARE ESTIMATED AT 14.47 TRILLION M³ FOR GAS, AND 9.04 BILLION TONS – FOR OIL. HOWEVER, EXTRACTION OF SUCH RESERVES IS BECOMING INCREASINGLY DIFFICULT. THERE IS A GROWING INTEREST IN EXTRACTION OF HIGH-VISCOSITY OIL, WHILE, THE PROFITABILITY OF PRODUCTION STILL DECREASES. THE PROBLEM OF REDUCING PROFITABILITY FOR DEPLETED WELLS IS PARTICULARLY CHALLENGING. WHAT IS THE ACTUAL STATE OF THE WELL STOCK TODAY, WHICH IS THE PERIOD BETWEEN OVERHAULS (TURNAROUND TIME) FOR WELL OPERATION, HOW WILL THE MARKET FOR MECHANIZED PRODUCTION CHANGE IN THE COMING YEARS AND WHICH ARE THE MAIN FACTORS AFFECTING OIL PRODUCTION IN RUSSIA? THESE AND OTHER ISSUES WERE DISCUSSED BY LEADING INDUSTRY EXPERTS AT THE 16TH INTERNATIONAL PRACTICAL CONFERENCE "MECHANIZED OIL PRODUCTION-2019"

Ключевые слова: механизированная добыча, нефтесервис, скважина, нефтегазовые компании, топливно-энергетический комплекс.

Анна Павлихина

Господдержка

В России сосредоточены крупнейшие запасы нефти, ее добыча растёт и уже превышен психологический порог в 550 млн тонн. Это стало возможно благодаря тем мерам по стимулированию нефтяной отрасли, которые были предприняты в последнее время государством, считает заместитель директора департамента добычи и транспортировки нефти и газа Минэнерго России Андрей Васильевич Терешок, рассказавший об основных тенденциях нефтегазовой отрасли и мерах господдержки добычи ТРИЗ.

Среди основных мер государственного стимулирования нефтедобычи докладчик отметил ряд принятых инициатив: меры поддержки добычи в Восточной Сибири, льготы по НДС, по экспортной пошлине, уникальный налоговый режим для шельфовых месторождений с либеральными ставками, а также систему поддержки добычи трудноизвлекаемой нефти.



В последнее время государство особенно стимулирует геологоразведку. В рамках поддержки введен особый коэффициент по налогу на прибыль, на затраты, связанные с геологоразведкой на континентальном шельфе, в будущем планируется распространять эту меру на оншорные месторождения и увеличивать коэффициент по континентальному шельфу, поскольку текущий уровень коэффициента относительно низкий и не создаёт достаточно стимулов, отметил А. Терешок.

Спикер акцентировал внимание на том, что по стимулированию добычи нефти в конце 2018 г. была принята дорожная карта, состоящая из нескольких разделов: первый основан на проведении инвентаризации всех основных месторождений с совокупным объёмом запасов более 5 млн тонн на предмет их экономической рентабельности. Работа должна завершиться к лету текущего года, а по результатам будет составлен перечень всех основных объектов разработки и дана оценка их экономической рентабельности. На втором этапе будут подбираться



конкретные налоговые механизмы, чтобы максимально нивелировать разницу между технологически достижимым и экономически обоснованным профилем. Также будет проводиться работа, связанная с поддержкой добычи нефти в Западной Сибири. Сегодня все говорят о малой рентабельности их разработки, но мало кто обращает внимание на их главный плюс, который заключается в том, что они находятся в регионе с развитой инфраструктурой. Запасы там достаточно велики, но необходимость дополнительного бурения в текущих налоговых условиях низкая, поэтому создание дополнительных стимулов позволит нарастить добычу и повысить уровень инвестиций.

Говоря о перспективах, А. Терешок подчеркнул, что будет продолжена работа по созданию стимулов для геологоразведки, обсуждается вопрос расширения сферы действия НДД. Кроме того, планируется создать более справедливую систему налоговых льгот для Восточной Сибири. На настоящий момент льгота по НДС для региона отсчитывается от даты выдачи лицензии – это несправедливо, поскольку с выдачи лицензий до момента ввода месторождения в промышленную разработку проходят минимум 4, а то и 7 лет. Соответственно, эффективный период льготы теряется и, по сути, выходя на промышленную добычу, когда идёт активное разбуривание месторождения, компания лишается льготы по НДС. Докладчик отметил, что в министерстве планируют внести изменения в налоговый кодекс, с тем чтобы отсчёт действия льготы по НДС для новых регионов добычи начинался с момента достижения промышленной добычи, т.е. от одного процента выработанности, как это уже сделано для некоторых шельфовых месторождений.

Отдельно была отмечена необходимость создания стимулов для применения методов увеличения нефтеотдачи. Применение МУН резко увеличивает себестоимость, особенно на начальном этапе пока технологии не отработаны. Дальнейшее их тиражирование должно быть увязано с тем, что будут предоставляться определённые налоговые послабления. Механизм администрирования пока до конца

не понятен, но ключевой момент в том, что вся дополнительная добыча, получаемая с применением этих методов, должна облагаться по пониженной ставке НДС.

Отдельно остановившись на стимулировании добычи на малых месторождениях, спикер обозначил две проблемы. Во-первых, льгота для месторождений с запасами менее 5 млн тонн есть в настоящее время в Налоговом кодексе. Но 5 млн тонн определяется на конкретную дату, поэтому есть месторождения, которые по факту не получают эту льготу. Во-вторых, к малым можно отнести и месторождения в 10 и 15 млн тонн на начальных извлекаемых запасах.

Выступление вызвало много вопросов. Председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти Р.С. Камалетдинов заинтересовался показателями удельного энергопотребления по нефтяным компаниям и попросил уточнить, есть ли возможность расширить список сводок ЦДУ ТЭК.

Г-н Терешок пообещал, что в случае поступления обращения этот вопрос будет проработан, оговорившись, что основной источник информации – это нефтяные компании, поэтому ответить, могут ли они формировать такую отчётность, с какой периодичностью и на каком уровне детализации, нельзя.

Других участников дискуссии больше интересовали меры государственной поддержки. Тарасов Максим Анатольевич, начальник отдела добычи «Сургутнефтегаз», попросил выступающего уточнить вопрос льгот, касающихся добычи высоковязкой нефти: «Мы планируем начать работы в Тимано-Печорской провинции, где есть осложняющие факторы – высоковязкие нефти. Предусматриваются ли льготы, потому что на текущий момент добыча там не рентабельна?»

– По высоковязким нефтям есть льготы по НДС, льгота по экспортной пошлине для нефти вязкостью свыше 10 000 мПа. В рамках нашей работы эти залежи попадут в период инвентаризации.

Были вопросы, касающиеся того, изменится ли политика государства в отношении добычи сланцевой нефти.

– ТриЗ – это отчасти та же сланцевая нефть. Есть льготы по

НДС, они достаточно большие – от нулевой ставки до 20%. Вопрос разработки баженовской свиты актуальный для ряда регионов и его решение связано с технологическими полигонами, где можно будет обрабатывать технологии.

Фонд скважин

Вопросы, связанные с добычей ТриЗ волнуют не только с точки зрения льгот, предоставляемых на их разработку. Сегодня один из основных трендов нефтяной отрасли – сокращение доли высококачественных запасов по категориям АВС 1, две трети из которых, а это 12 млрд тонн, классифицируются как ТриЗ, – рассказал Рустам Сагарярович Камалетдинов в своем докладе, посвященном основным показателям механизированного фонда скважин. Среди других трендов он отметил доминирование государственных нефтяных компаний в структуре добычи нефти, низкий прирост разведанных запасов из-за снижения инвестиций в ГРП, консолидацию нефтесервисной отрасли и, конечно, активное внедрение цифровых технологий.



В 2018 г. было добыто 517,485 млн тонн нефти.

Общий фонд скважин, дающих продукцию за последние 11 лет вырос на 18%.

Спикер привел интересные данные по фонду нефтяных скважин.

Так количество скважин, дающих продукцию и оборудованных УЭЦН за 11 лет выросло на 55%, оборудованных ШГН снизилось на 20%. Если 10 лет назад УЭЦН занимали 51% фонда, то сейчас эта цифра выросла до 67%.

ДОБЫЧА НЕФТИ РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ в 2014 – 2018 годах, тыс. тонн

КОМПАНИИ	2014	2015	2016	2017	2018
ПАО «Роснефть»	189 431,6	186 824,6	185 688,9	207 006,7	210 663,4
ПАО «ЛУКОЙЛ»	86 496,9	85 502,5	82 867,3	81 422,9	81 682,2
ПАО «Сургутнефтегаз»	61 425,0	61 621,5	61 848,7	60 544,9	60 886,2
ПАО «Газпром нефть»	33 596,4	34 601,9	37 669,8	39 144,1	38 967,2
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	26 529,2	27 248,6	28 698,6	28 939,4	29 533,4
ПАО АНК «Башнефть»	17 940,8	19 481,9	21 380,1	–	–
ПАО «НГК Славнефть»	16 185,6	15 475,3	15 001,3	14 303,7	13 814,2
ПАО НК «РуссНефть»	8 529,2	7 318,5	7 017,3	6 990,7	7 082,2
ПАО «НОВАТЭК»	1 068,8	1 251,6	4 784,7	4 782,6	4 708,0
Операторы СРП	12 176,5	12 774,6	13 879,6	14 536,7	16 683,5
Прочие производители	42 833,9	44 534,3	48 430,1	51 064,5	53 465,0
Всего в России:	496 213,9	496 635,3	507 266,4	508 736,2	517 485,3

Примечание: 1. ПАО «Газпром нефть» имеет долевое участие в добыче ОАО «НГК Славнефть» (50%).
2. ПАО «Роснефть» 12 октября 2016 года приобрело контрольный пакет акций компании ПАО АНК «Башнефть»

Информация ЦДУ ТЭК

Это долговременная тенденция, вызванная необходимостью обеспечения максимального отбора из скважин. Сегодня УЭЦН добывается 81 % нефти от общего объема добычи.

Рассматривая фонд скважин, дающих продукцию по крупным нефтяным компаниям на начало текущего года, докладчик отметил, что дающий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, на начало года по компании «Роснефть» составил 38303 скважины (37% от общего фонда скважин). По компаниям «Сургутнефтегаз» – 20 626 скважин (20 %), «ЛУКОЙЛ» – 19 499 (19%), «Газпром нефть» – 7350 (7 %), «Татнефть» – 4285 (4%), «Славнефть» – 3687 (3,6%), «РуссНефть» – 1796 (1,7%).

Фонд скважин, оборудованных УШГН: «Татнефть» – 15 850 (35%), «Роснефть» – 14 753 (32%), «ЛУКОЙЛ» – 7214 (16%), «Сургутнефтегаз» – 1446 (3%).

Подробнее Р. Камалетдинов остановился на вопросах межремонтного периода работы скважин всего нефтяного фонда с разбивкой на УЭЦН и УШГН. МРП нефтяного фонда за последние 10 лет увеличился на 48% до 842 суток. МРП фонда скважин, оборудованных УЭЦН, увеличился на 49% до 810 суток, УШГН увеличился на 59% до 913 суток.

Называя компании, которые за последний год значительно увеличили МРП работы скважин, докладчик отметил, что за последний год наибольший прирост достигнут компанией Газпромнефть – 15%, Руснефть – 13%, Татнефть – 10%. В целом прирост по всему фонду составил 6%. Самый высокий МРП по УЭЦН на 1 января 2019 года достигнут в компании «Сургутнефтегаз» – 1122 суток, далее «Башнефть» – 962 суток, «Газпром нефть» – 889 суток,

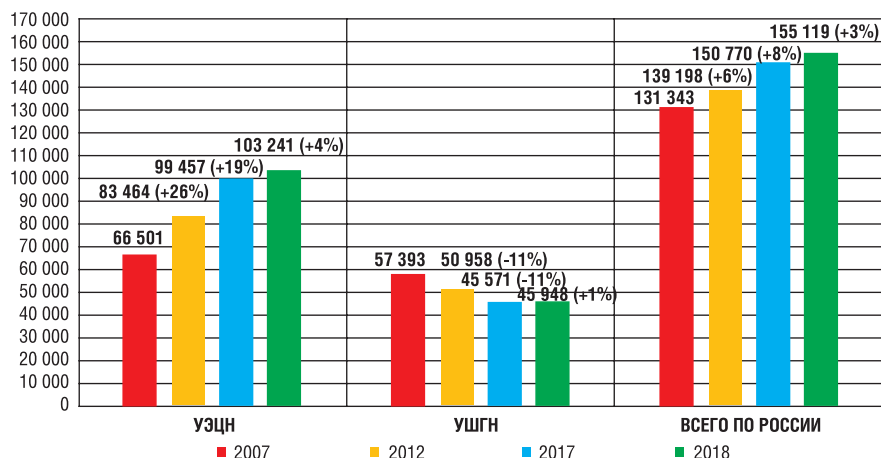
«Славнефть» – 848, «Татнефть» – 831, «Роснефть» – 785, «ЛУКОЙЛ» – 657, «РуссНефть» – 604.

Максимальный МРП по УШГН на начало года достигнут в компании «Башнефть» – 1126 суток, далее «Татнефть» – 1109, «ЛУКОЙЛ» – 813, «Роснефть» – 747, «Сургутнефтегаз» – 525, «РуссНефть» – 469 и «Славнефть» – 247 суток.

Рассматривая мировой рынок сервисных услуг, докладчик проанализировал его динамику в целом и по сегментам, начиная с 2007 г. Так, в 2007 г. общий мировой рынок сервиса составил 276 млрд долларов, максимальное значение 465 млрд долларов в 2014, далее снижение до 226 млрд долларов в 2016 г. и увеличение на 16% до 262 млрд долларов в 2018 г.

Отметив, что в 2009 г. российский рынок сервиса занимал 5% мирового, более подробно Р. Камалетдинов остановился на сегменте механизированной добычи. В 2007 г. рынок составил 6,240 млрд долларов, достигнув максимума в 2014 г. – 15,293 и 9,920 в 2018 г. Был проанализирован российский фонд скважин, оборудованных УЭЦН по сервисным компаниям с разбивкой на внешний и внутренний сервис за последние 8 лет. Так, на 1.01.2019 г. собственный сервисные компании обслуживали 42091 скв. (41%), внешний сервис 61150 (59%). Произошло перераспределение долей рынка по сервисным компаниям. Далее была приведена

ФОНД НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, ДАЮЩИХ ПРОДУКЦИЮ ПО РОССИИ в 2007, 2012, 2017 и 2018 годах



Примечание: в скобках указаны проценты прироста/снижения к предыдущему периоду



информация по основным событиям нефтяной отрасли, произошедшим в 2018 г.

Докладчик отметил интересный факт: сегодня 58% рынка занимают три компании – Halliburton, Schlumberger и Baker Hughes, их суммарная выручка составляет 5,7 млрд долл., но также он не без удовольствия подчеркнул, что есть и российские компании: «Борец», «Новомет», выручка которых за прошлый год составила 940 млн долл. (9,5% от всего мирового рынка).

Подводя итог, Р. Камалетдинов делает вывод о том, что сегодня можно прогнозировать существенные изменения рынка механизированной добычи в ближайшие годы. Но для безусловного выполнения государственной стратегии по развитию программы ТЭК России необходимо изменить подходы к регулированию и функционированию сервисного рынка механизированной добычи.

Технологии и оборудование

Доклады второй сессии были посвящены новым технологиям и оборудованию.

Начальник центральной службы сопровождения ПАО «Сургутнефтегаз» Кириченко Владислав Викторович рассказал об эксплуатации УЭЦН малодобитного фонда скважин компании. Он отметил, что ежегодный рост фонда скважин, оборудованных УЭЦН, составляет до 4%, а ежегодный рост малодобитного фонда – до 8%. В качестве путей решения по увеличению эффективности эксплуатации малодобитного фонда скважин с УЭЦН докладчик называет конструктивное усовершенствование оборудования, организационные решения и поиск альтернативного УЭЦН оборудования.

Подробнее спикер остановился на эксплуатации УЭЦН на фонде скважин Октябрьского района, где добыча осложнена повышенной пластовой температурой и интенсивным солеотложением. В целях повышения эксплуатационных показателей с 2015 года производится 100%-ная комплектация термостойким оборудованием и оборудованием с повышенной износостойкостью,



что позволило сформировать положительную динамику наработки УЭЦН.

С 2017 г. оборудование повышенной надёжности стало применяться на других месторождениях осложнённого фонда скважин компании. Объем внедрения оборудования повышенной надёжности за 2018 г. достиг 5480 единиц в зависимости от осложняющих факторов или около 12,5% от годового объёма монтажей, рассказал В. Кириченко

Он также отметил, что в компании работает служба сопровождения эксплуатации при ЦБПО ЭПУ, которая контролирует эксплуатацию ЭПУ, выдает рекомендации службам НГДУ по текущей эксплуатации, анализирует причины отказов и риски осложнений при эксплуатации УЭЦН, а также разрабатывает специальные варианты комплектаций УЭЦН.

В условиях стопроцентного охвата механизированного фонда скважин системой телемеханики и дистанционного управления осуществляется мониторинг эксплуатационных параметров УЭЦН. С 2017 г. в компании введена в промышленную эксплуатацию программа «Выявление отклонений в работе УЭЦН и прогнозирование возможных отказов».

Своевременная реакция на изменение условий эксплуатации УЭЦН позволяет предотвратить отказ оборудования. За 2018 г. на целевом фонде скважин количеством более 6000 выявлено и устранено более 900 отклонений, создающих риск преждевременного отказа оборудования.

Об итогах работы механизированного фонда скважин

АО «Зарубежнефть» за 2018 год рассказал заместитель начальника отдела добычи нефти и газа Саломов Искандер Пулатович.

Говоря о показателях работы механизированного фонда ООО «СК «Русьветпетро», он отметил, что за скользящий год на 01.01.2019 произошло 46 отказов ГНО. Основная доля отказов приходится на снижение сопротивления изоляции (R-0) и проведение ППР по 14 отказов. Рост проведения ГТМ ППР связан со старением фонда, средняя наработка составляет 2035 суток. Основные потенциальные проблемные области – это борьба с осложнениями: АСПО, недостаточный приток, вязкость, солеотложения, а также оптимизация глубины спуска УЭЦН. Рассматривая показатели ООО «Зарубежнефть-Добыча Харьяга», докладчик отметил, что в целом наблюдается снижение среднего забойного давления и динамического уровня, что обусловлено естественным истощением пластов. За 2018 г. наблюдается положительная динамика показателей работы механизированного фонда, выполнен показатель МРП, что связано со снижением количества отказов за скользящий год. Анализ работы механизированного фонда ООО «Зарубежнефть-Добыча Самара» показывает, что стабилизация средних дебитов по нефти и жидкости обусловлена вводом новых скважин № 3П Пашкинского м-р (АО «Оренбургнефтеотдача»), № 2 Р Нижнемазинского м-р (АО «Ульяновскнефтегаз»).

Режимы работы скважин характеризуются низкими забойными давлениями.

Новые разработки

Третья сессия была посвящена новым разработкам, появившимся у производителей оборудования. О своих новинках рассказали представители ведущих игроков отрасли. С докладом об опыте эксплуатации гидрозащиты нового поколения с динамическим лабиринтом

выступил начальник отдела разработок АО «РИМЕРА» Трулев Алексей Владимирович. О новых технологиях НПФ «Пакер» рассказал руководитель центральной инженерной технологической службы ООО НПФ «Пакер» Змеу Артем Александрович.

В рамках сессии также прозвучал доклад начальника бюро Департамента инновационных разработок АО «Новомет-Пермь». Михаил Васильевич Паначев рассказал об объемных насосах «Новомет» для добычи вязкой нефти.

При эксплуатации ШГН следует учитывать ряд проблем и ограничений, к которым в первую очередь следует отнести высокие капитальные затраты и длительный срок обустройства новой скважины, сложный монтаж наземного оборудования, ограниченные по глубине спуска и кривизне скважины, истирания НКТ штангами, недостаточную надёжность клапанных пар, ограничения по температуре и содержанию газа. Возникает необходимость подбирать материалы резины и зазор между ротором и статором к конкретной скважинной жидкости, рассказал спикер.

Для добычи вязкой нефти компания разработала новую конструкцию объемного насоса пластинчатого типа, позволяющего заменить винтовые насосы с верхним приводом. Оборудование уже было применено на Восточно-Мессояхском месторождении, осложненном большим количеством механических примесей.

О перспективах увеличения ресурса высокооборотных погружных насосов рассказал к.т.н. Смирнов Николай Иванович, ведущий научный сотрудник ИМАШ им. А.А. Благоднарова РАН.

Основываясь на результатах опытов, спикер делает ряд заключений о том, что при изменении частоты вращения в два



раза при одном и том же расходе скорость изнашивания рабочего колеса увеличилась в 2,6 раза, направляющего аппарата – в 10,9 раз. Значение показателя степени при скорости потока жидкости с абразивными частицами для поршковых материалов составляет 2,5–3, для направляющих аппаратов равно примерно 3,4. Изменение расхода в два раза при прочих равных условиях не приводит к существенному различию в скорости изнашивания. Оценочное изменение интенсивности эрозионного износа насосной ступени одного типоразмера при условном диаметре 75 мм: при увеличении частоты вращения с 2870 об/мин до 10000 об/мин и показателе степени 3 интенсивность увеличится в 42 раза. Окружные скорости соответственно равны 39,25 м/с и 11,3 м/с.

Круглый стол

Завершающим этапом конференции стал круглый стол «Инновации в нефтедобыче», в котором приняли участие Олег Перцовский (Сколково), Данила Шапошников (венчурный фонд PhystechVentures), Константин Надененко (венчурный фонд «Лидер»), Нина Феодосиади (Акселератор Уральского федерального университета), Андрей Кузнецов (инноватор).

Участники обсудили проблемы венчурных фондов, инвестиций в новые проекты, а также пути их решения. Так, Д. Шапошников в качестве одной из основных проблем обозначил отсутствие инвестиционных денег, объясняя это тем, что нефтегазовые компании не инвестируют в новые технологии, а дают только заказной НИОКР, при этом технология остается внутри компании.

У большинства мейджоров есть свои корпоративные фонды: BP, Total и т.д. Надо смотреть на опыт зарубежных коллег, предложил спикер, отметив также, что опытно-промышленные введения идут долго из-за бюрократических проволочек. Тем не менее за последние годы улучшилась ситуация: нефтегазовые компании начали более активно изучать новые технологии.

Несколько иную точку зрения озвучил К. Надененко, который считает, что ключевая проблема отраслевых инвестиций заключается не в том, что не хватает денег, а в отсутствии проектов, которые можно вынести на суд внешних инвесторов. В настоящее время венчурный фонд «Лидер» запускает новый проект совместно с китайской управляющей компанией, цель которого в инвестировании выхода российских технологий на китайский рынок.

Конференция проходила три дня, в ходе которых участники сессий обсудили вопросы, касающиеся энергосберегающих и цифровых технологий, вопросы, связанные с осложненными условиями эксплуатации, а также провели двадцать первое совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти и два мастер-класса: «Управление солеотложением в процессах добычи нефти» и «Особенности подбора и эксплуатации УЭЦН в периодическом режиме». Подробнее об этом мы расскажем в следующих номерах. ●

KEYWORDS: *mechanized production, oil service, well, oil and gas companies, fuel and energy complex.*