



БОРЬБА С МЕХПРИМЕСЯМИ НА ВАН-ЁГАНЕ



АЛЕКСАНДР АФАНАСЬЕВ

Начальник отдела подбора и учета оборудования ОАО «Варьеганнефтегаз», ТНК-ВР

Ван-Ёганское нефтегазоконденсатное месторождение включает 64 объекта разработки, причем 22 из них — пласты

Слабосцементированный коллектор и, как следствие, вынос породы и мехпримесей являются важнейшей проблемой, не позволяющей эффективно бороться с осложнениями при эксплуатации скважин Покурской свиты

Покурской свиты, содержащие высоковязкую нефть. Глубина залегания верхних пластов ПК — 900

Решение проблем: испытание и внедрение технологий крепления ПЗС; внедрение защитных устройств, сокращающих вынос мехпримесей; внедрение УЭЦН компрессионного типа; внедрение альтернативных способов добычи нефти

метров. Извлекаемые запасы нефти составляют порядка 400 млн

Слабосцементированные коллекторы, приводящие к большому выносу породы и мехпримесей, сложные коррозионные условия в сочетании с высокой вязкостью нефти и сильным газовым фактором делают аномально сложной эксплуатацию погружного оборудования на пластах Покурской свиты.

Для решения данных проблем в качестве основных направлений деятельности были приняты испытание и внедрение новых технологий крепления ПЗС, внедрение защитных устройств, предотвращающих или сокращающих вынос мехпримесей, внедрение оборудования УЭЦН компрессионного типа с рабочими органами из нирезиста 4-го типа, внедрение альтернативных способов добычи нефти. Наибольший эффект достигнут за счет применения технологии крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка.

тонн. Запасы газа — несколько миллиардов кубических метров.

На сегодняшний день на верхних ПК эксплуатируется всего одна скважина. Причинами такого положения дел являются высокий газовый фактор, большой вынос механических примесей и повышенная вязкость нефти. Компанией ТНК-ВР (а в предыдущие годы и Occidental Petroleum) были потрачены огромные деньги на проведение исследований и испытания различных технологий.

Слабосцементированный коллектор и, как следствие, вынос породы и мехпримесей являются важнейшей проблемой, не позволяющей эффективно бороться с осложнениями при эксплуатации скважин Покурской свиты. Это, в свою очередь, приводит к ускоренному выходу из строя подземного оборудования.

Вынос мехпримесей из пласта влечет за собой увеличение нагрузки на ПЭД, абразивный износ рабочих органов насоса, разбалансировку секций насоса, эрозийный износ ПЭД и НКТ. При эксплуатации таких скважин НКТ забивались песком выше насосов. Погружное оборудование в течение 60 дней приходило в негодность и не подлежало ремонту

вообще. Были полеты, аварии, разрушения.

Компания Schlumberger в свое время поставляла для работы в таких условиях оборудование еще из первого нирезиста, и оно значительно увеличивало срок безотказной работы скважин, но дороговизна и последующее списание данного оборудования накладывали свой отпечаток. При работе в условиях высокого содержания абразивных мехпримесей изнашивались даже карбидвольфрамовые втулки.

Направлениями деятельности по решению данных проблем являются испытание и внедрение технологий крепления ПЗС, внедрение защитных устройств, предотвращающих или сокращающих вынос мехпримесей, внедрение оборудования УЭЦН компрессионного типа с рабочими органами из нирезиста 4-го типа, внедрение альтернативных способов добычи нефти.

Индекс абразивности

В 2007 году было проведено исследование мехпримесей по всем объектам разработки с целью изучения твердости, гранулометрического состава, размера

Результаты работы сдвоенных винтовых насосов

№ скв	куст	пласт	Дата отказа	Наработка	Причина остановки	Причина отказа	Тип оборудования	Тип ВН
6006	37	ПК12	15.06.06	78	Клин	Мех. Примеси	УЭВН 350-1800+редуктор	сдвоенный
8036	10	ПК19	13.06.02	317	Клин	Мех. Примеси	УЭВН-4100+редуктор	сдвоенный
6006	37	ПК12	12.01.03	1	Снижение R	Мех. Примеси	УЭВН-4100+редуктор	сдвоенный
135 р		A1-1	24.05.06	160	Клин	Мех. Примеси	ЭВНБ С1-25-1500 с ВПЭД	сдвоенный
6006	37	ПК12	14.01.06	34	Клин	Мех. Примеси	ЭВНБ С1-63-1200 с ВПЭД	сдвоенный
6006	37	ПК12	18.05.06	94	Снижение R	Мех. Примеси	ЭВНБ С1-63-1200+редуктор	сдвоенный
3054	40	ПК19	16.01.06	44	Клин	Мех. Примеси	ЭВНБ С1-63-1200 с ВПЭД	сдвоенный
2010	2	ПК1-2	08.01.05	168	ГТМ	ГТМ	ЭВНР-20-1200+редуктор	сдвоенный
698	36	ПК12	16.03.06	111	Отсутств. Q	Мех. Примеси	ЭВНР-20-1200+редуктор	сдвоенный
6006	37	ПК12	14.03.05	56	Отсутств. Q	Мех. Примеси	ЭВНР-20-1200+редуктор	сдвоенный

Средняя наработка на отказ — 106 суток

Учитывая результаты работы сдвоенных винтовых насосов, с 2008 года внедрено 7 одновинтовых насосов с винтовой парой повышенной стойкости к износу, способной перекачивать жидкость с содержанием абразивных частиц до 10 г/л с вентильным электродвигателем, способным обеспечить работу насоса от 250 об/мин. Возможность внедрения одновинтового насоса позволило создание усиленной гидроряты для работы с повышенной осевой нагрузкой.

Ограничение по применению сдвоенного винтового насоса вызвано значительным содержанием мехпримесей в продукции скважин, в результате чего происходило забивание проходного канала между первой и второй винтовыми парами, в результате забивания происходил разрыв эластомера нижней винтовой пары и последующий отказ верхней.

При работе электровинтовых насосов с редуктором снижение количества оборотов асинхронного электродвигателя осуществлялось за счет редуктора, но было сравнительно большим — 650-800 об/мин, — что увеличивало износ винтовых пар и эластомера.

частиц и их формы, минерального состава для выбора оптимального материала оборудования в износостойком исполнении. В результате выяснилось, что частицы имеют неокатанные достаточно острые края. Содержание кварца колеблется от 73% до 80%, присутствуют плагиоклазы, обломки пород.

Был сделан вывод о том, что для эффективной борьбы с мехпримесями нужна индивидуальная стратегия для каждой скважины. Решено было ввести в компании дополнительный показатель — индекс абразивности, который позволяет более точно определять, к какому классу относится скважина, и адресно подбирать для нее оборудование и технологию эксплуатации.

Технология определения индекса абразивности получила широкое распространение на всех добывающих предприятиях группы компаний ТНК-ВР. Весь фонд был разделен по осложнениям, связанным именно с абразивностью пород, выносимых из пласта (кварц, плагиоклазы и др.), которые могут оказывать влияние на работу оборудования.

Винтовые насосы

Самым первым испытанным оборудованием на пластах Покурской свиты стали сдвоенные винтовые насосы производства ком-

паний Centrilift и «Борец». Нарботка по ним составила 106 суток. Было установлено, что причиной их отказов становилось забивание проходного канала между первой и второй винтовыми парами, в результате чего происходил разрыв эластомера нижней винтовой пары и последующий отказ верхней.

Учитывая результаты работы сдвоенных винтовых насосов совместно с компанией «Борец» был разработан одновинтовой насос с винтовой парой повышен-

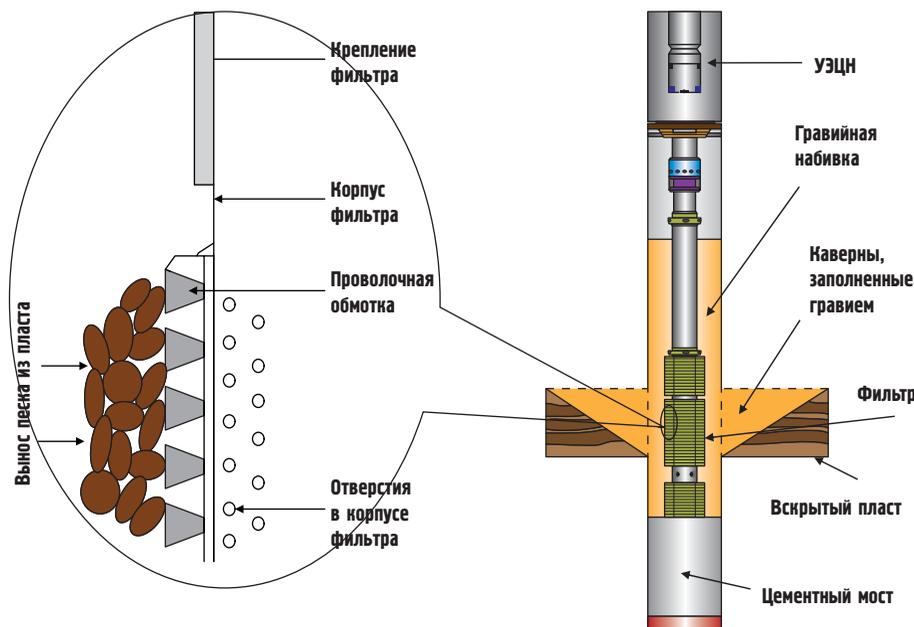
ной износостойкости, способной перекачивать жидкость с содер-

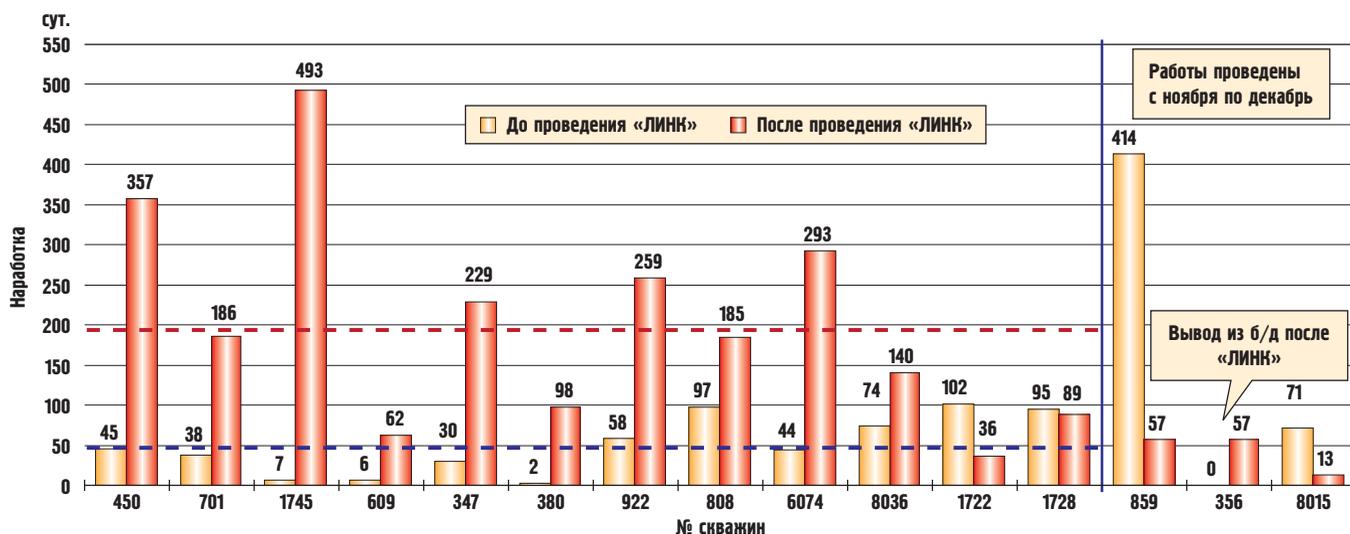
Технология определения индекса абразивности получила широкое распространение на всех добывающих предприятиях ТНК-ВР

жением абразивных частиц до 10 г/л, с вентильным электродвигателем.

Данный насос по своим свойствам и дизайну напоминал винтовой штанговый насос (ВШН).

Установка фильтра с гравийной набивкой в наклонно-направленных скважинах





Как показала практика, даже забытые механическими примесями

В целом, проблема борьбы с осложнениями на рассматриваемых скважинах за счет внедрения ВШН решена не была, и в начале 2006 года данный проект был остановлен

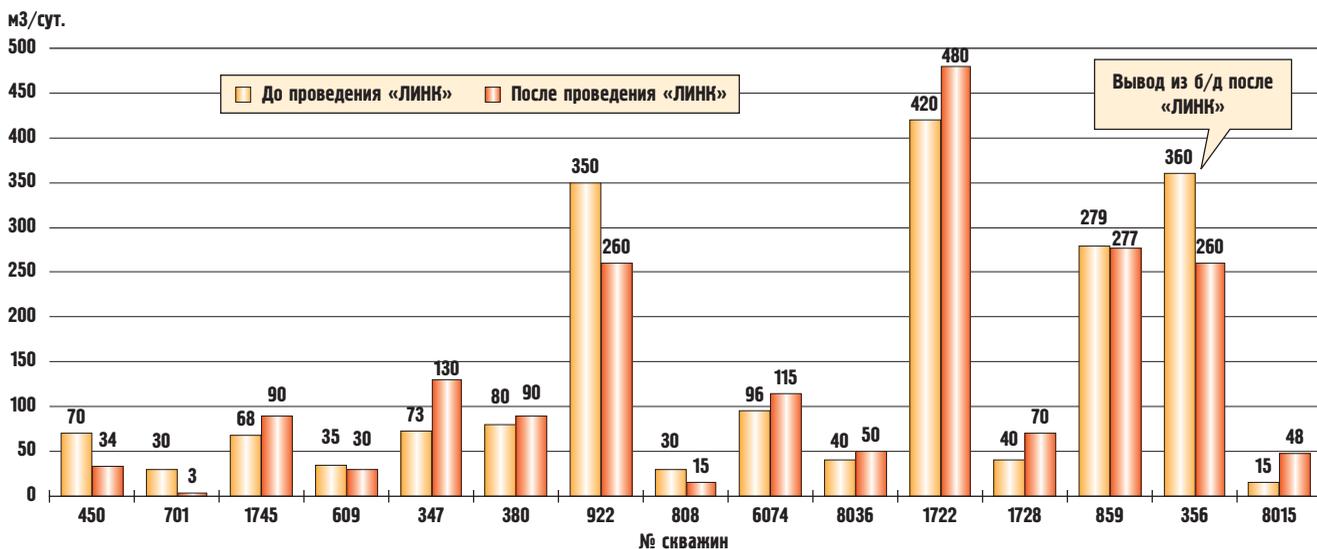
ми, эти насосы после прохождения ревизии спускались обратно в скважину. Их внедрение позволило увеличить наработку на скважинах Покуровской свиты до 180 суток.

Внедрялись также и винтовые штанговые насосы. Недостатками

ВШН являются отсутствие стенда для испытаний ВШН после ремонта в регионе (с данной причиной связано сокращение фонда), низкая наработка на отказ по штангам российского производства, ограничения по диаметру эксплуатационной колонны, по производительности свыше 200 м³ в сутки, высокая стоимость оборудования, максимальные риски при подборе оборудования для скважин с повышенным набором кривизны (в этом случае предпочтительнее винтовые насосы с погружным приводом), существенные ограничения по набору кривизны — необходим индивидуаль-

ный подбор оборудования; в случае отказа оборудования и оседания мехпримесей возникают осложнения при извлечении винтового насоса.

Были случаи, когда НКТ забивались песком, который поднимался вверх, забивал проход; это приводило к заклиниванию штангового насоса и, соответственно, к осложнениям при подъеме этого оборудования. В целом, проблема борьбы с осложнениями на рассматриваемых скважинах за счет внедрения ВШН решена не была, и в начале 2006 года данный проект был остановлен.



ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Вопрос: На скольких скважинах вы наблюдали снижение обводненности в результате применения технологии «ЛИНК»?

А.А.: В 70% проведенных операций. Скажу больше, мы сейчас стали рассматривать данную технологию и уже проводим ее испытания в качестве технологии для ограничения водопритока.

Вопрос: Какого скин-фактора вы достигли на последних обработках?

А.А.: Порядка 2 единиц. Но проницаемость по ПК там до 20 дари, поэтому нет смысла с каждой скважины добывать 10000 кубов с обводненностью 96%. Нам, наоборот, нужно и ограничить добычу жидкости, и сохранить существующий уровень добычи нефти.

Отдельно мы планируем применение данной технологии на пластах группы А, АВ («Рябчик») и посмотрим, насколько она будет эффективна там. На Орехово-Ермаковском месторождении мы применили данную технологию на скважине, которая давала 250–270 кубов и 4 тонны нефти. Сегодня эта скважина дает 80 кубов, а дебит по нефти ежемесячно меняется. Если вначале там была 1 тонна нефти, то сейчас уже 3 тонны.

Вопрос: К каким технологиям для противодействия мехпримесям вы склоняетесь исходя из собственного опыта – к применению фильтров, десендеров или технологии «ЛИНК»?

А.А.: На сегодняшний день мы больше склоняемся к химическим способам — к технологии «ЛИНК». Кроме нее нами была опробована аналогичная технология компании Champion Technologies. Эффект оказался сопоставимым, в течение трех месяцев получили существенное снижение обводненности, плюс там был достаточно высокий дебит.

Но это технология иностранная, она в два раза дороже технологии «ЛИНК» и реализовывалась техникой и ресурсами нефтепромысла. А «Геотехнокин» выполнял все работы силами собственного персонала и на своей технике.

Вопрос: Вы делали сравнение результатов гравийной набивки и технологии «ЛИНК»?

А.А.: Капитальные затраты на одну операцию гравийной набивки — 5 млн рублей. За эти деньги можно сделать 10 операций по технологии «ЛИНК». Гравийную набивку мы испытывали для того, чтобы с этой технологией пойти на верхние ПК, туда, где находится практически незакрепленный песок, который даже при добыче газа будет выноситься и разрушать наземную инфраструктуру. На сегодняшний день из «Ваньеганнефти», с резервуарного парка, песок при очистке вывозится машинами.

Вопрос: Технологию «ЛИНК» вы опробовали на скважинах с большой обводненностью или с невысокой тоже?

А.А.: Мы опробовали ее и на скважинах с небольшой обводненностью. На 609-й скважине в момент начала операции обводненность была 30%, после проведения операции снизилась до 5%.

Вопрос: Значит, величина снижения обводненности в результате проведения операции по данной технологии практически не зависит от ее начального уровня?

А.А.: Да. Мы предполагаем, что рост обводненности в данном случае был вызван разрушением самого коллектора вследствие увеличения зоны дренирования и разницы проницаемости по нефти и воде. То есть, запасы таких скважин, переведенных в бездействие, остались невыработанными. И впоследствии с помощью данной технологии мы будем возвращаться к этим скважинам.

Десендеры

Следующим этапом стало применение десендеров (пескоотделителей). В компании применялись как российские десендеры, являющиеся аналогами газопесчаных якорей, использующихся в УШГН, так и импортные десенде-

Следующим этапом стало применение отечественных и импортных десендеров. С их помощью удалось увеличить наработку оборудования на отказ всего-навсего с 88 до 171 суток. Прогресс был, но недостаточный

ры производства компании Wood Group. С их помощью удалось увеличить наработку оборудования на отказ всего-навсего с 88 до

Еще одной технологией, которая начала применяться в процессе поиска более эффективных методов борьбы с мехпримесями, стала гравийная набивка

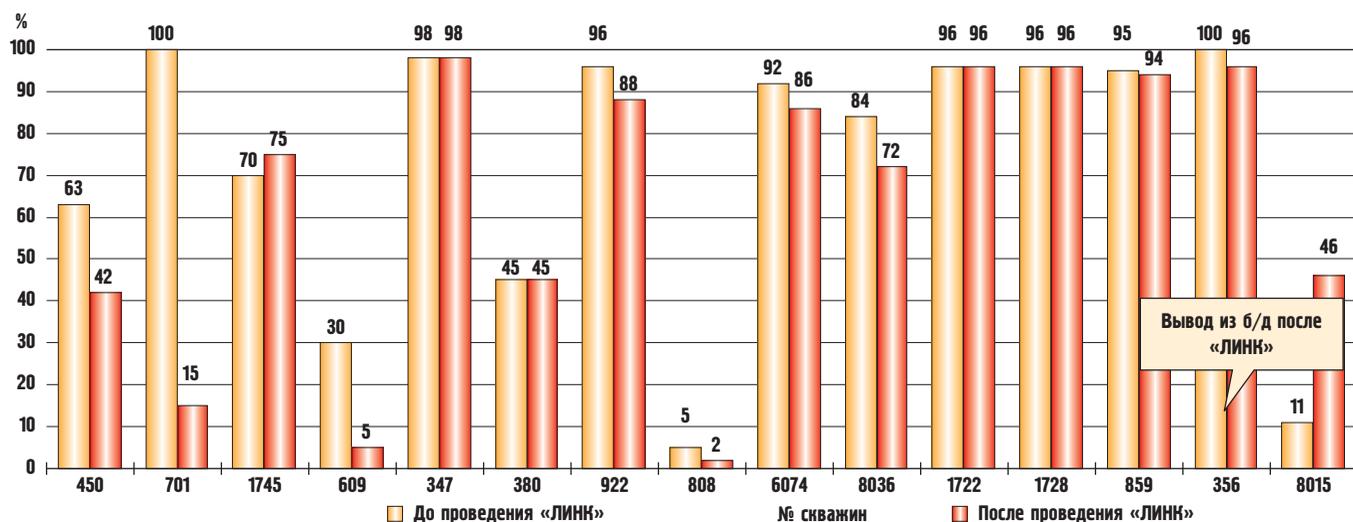
171 суток. Прогресс был, но недостаточный.

Оборудование УЭЦН также продолжало отказывать, выходить из строя и практически не подлежало ремонту. Хотя на ряде скважин был получен достаточно хороший эффект. Так, одна из

На сегодняшний день российская технология «ЛИНК» получила широкое распространение. Аналогичными технологиями обладают в мире всего три компании — Champion Technologies, Baker Hughes и Weatherford

них проработала 414 суток с установленным десендером гравитационного типа российского производства.

В 2009 году по данной технологии были запущены 15 скважин. Нарботка на отказ по ним увеличилась с 50 до 200 суток, причем многие из этих скважин продолжают работать и сегодня



Гравийная набивка

Еще одной технологией, которая начала применяться в «Ваньеганнефти» в процессе поиска

Технология «ЛИНК» не требует дополнительного оборудования и может выполняться бригадами подземного ремонта. Индекс прибыльности PI технологии «ЛИНК» составляет, даже по самым минимальным оценкам, 18 единиц

более эффективных методов борьбы с мехпримесями, стала гравийная набивка. Первая скважина №2010 была закончена при бурении гравийным фильтром еще совместно с компаниями Weatherford и Occidental Petroleum.

Помимо успешного противодействия выносу мехпримесей в результате проведения данной операции был получен еще один очень серьезный эффект – снижение обводненности продукции

На сегодняшний день она имеет наработку 1000 суток. В прошлом году было принято решение о проведении испытаний гравийного фильтра в обсаженном стволе на скважинах, которые были вторично переведены после экс-

плуатации на юрских пластах на верхние ПК.

Смысл технологии заключается в том, что вынос песка может ограничить только сам песок, который будет плотно утрамбован за стенками фильтра (см. «Установка фильтра с гравийной набивкой...»).

Для проведения работ были выбраны две скважины — №682 и №1744. Работы выполняла компания Weatherford, а закачку проппанта проводила Newco Well Service. На скважине №1744 до этого был проведен ГРП, как один из методов борьбы с мехпримесями. Когда в перфорированном стволе образуется ненамытая каверна, сначала идет очень большой вынос мехпримесей. По мере того, как каверна намывается, вынос мехпримесей прекращается, и скважины достигают наработки порядка 100 суток. Без этого отказ наступает примерно через 10 суток.

После проведения ГРП на скважине №1744 наработка на отказ составила порядка 180 суток, и решено было провести на ней гравийную набивку. Для этого был использован достаточно крупный проппант 1640, аналогичный применявшемуся при проведении ГРП. Вынос мехпримесей прекратился через 16 суток, после того как произошло набивание фильтра частицами, которые выходили за проппантом.

Технология «ЛИНК»

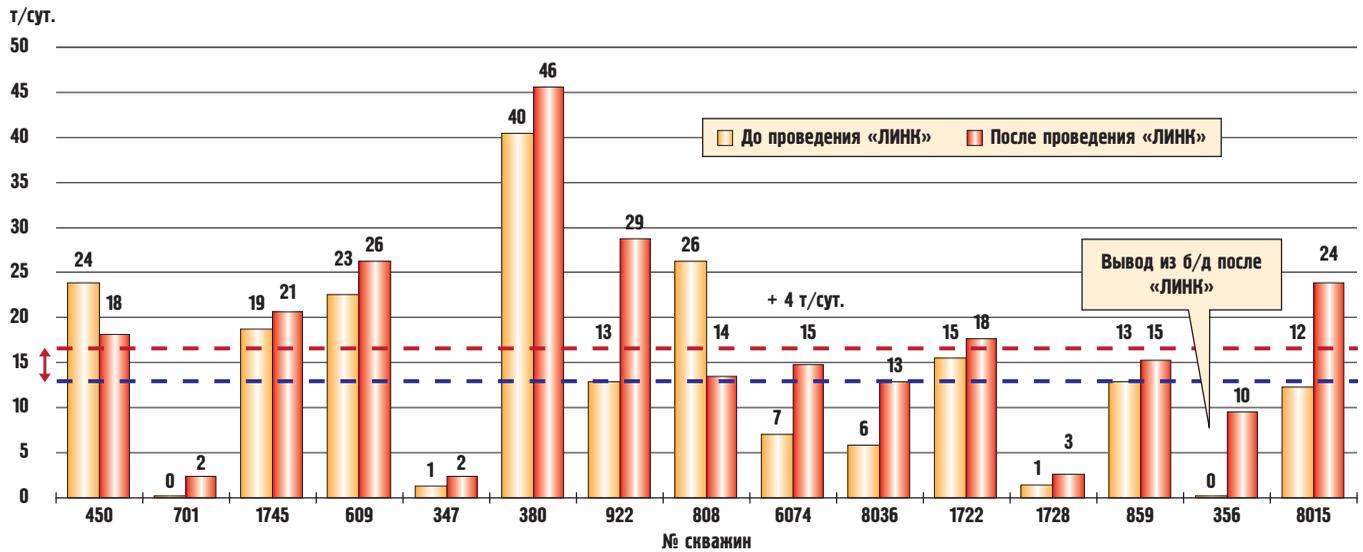
После того как одну из скважин (№1745) не удалось запустить в эксплуатацию, даже несмотря на то, что на ней был проведен КРС и потрачены огромные деньги (интервал перфорации по-прежнему пересыпался и максимальные наработки оборудования на этой скважине составляли 2 суток), было принято решение применить на свой страх и риск еще не испытанную «химию» от компании «ГеотехНОИН».

Работа была проведена, определенный эффект получен, и руководство ТНК-ВР приняло решение о проведении дальнейших испытаний данной технологии, после чего были проведены дополнительные еще пять операций.

На сегодняшний день эта российская технология под названием «ЛИНК» получила широкое распространение. Аналогичными технологиями обладают в мире всего три компании - Champion Technologies, Baker Hughes и Weatherford.

Реализация технологии «ЛИНК» включает в себя следующие основные этапы: закачка буферной оторочки 6–8 м³; закачка основного полимерного состава 0,7–0,8 м³ на 1 метр эффективной толщины; закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5–2 раза больше объема закачанного состава; выдержка на

Дебит нефти по скважинам Покуровской группы до и после проведения «ЛИНК», 2009 г.



реагирование и отверждение; постепенный ввод скважины в эксплуатацию.

Для скважины рассчитывается объем каверны, образующейся в результате выноса частиц, в зависимости от которого подбирается нужный объем реагента. В пласте данный компонент вспенивается и застывает в виде пемзы. Он связывает песок (кварц), объемы выноса которого уменьшаются, а залповые выносы мехпримесей прекращаются.

В 2009 году по данной технологии было запущено 15 скважин. Нароботка на отказ по ним увеличилась с 50 до 200 суток, причем многие из этих скважин продолжают работать и сегодня. Самая первая скважина (№1745) к концу 2009 года отработала 493 суток (см. «Нароботка на отказ...»).

Поскольку эта технология была для нас новой, по ряду скважин мы получили значительный скин-фактор (порядка 5–7 единиц) и вынуждены были провести на них дострел. После изменения технологии работ скин-фактор снизился.

Помимо успешного противодействия выносу мехпримесей в результате проведения данной операции был получен еще один очень серьезный эффект — снижение обводненности продукции. Полимер, вступая в реакцию с водой, связывал эту воду в пласте. Предположительно, обводнение в

данных скважинах, помимо всего прочего, наступало из-за того, что просто-напросто разрушался коллектор, набивалась каверна, площадь фильтрации увеличивалась.

свиты, мы увидели снижение обводненности по ряду скважин, а одна из скважин, 356-я, остановленная из-за обводненности несколько лет назад, даже была вы-

Анализ внедрения десендеров

В 2007-2008 году в ООО «СП «Ваньеганнефть» было внедрено 30 десендеров

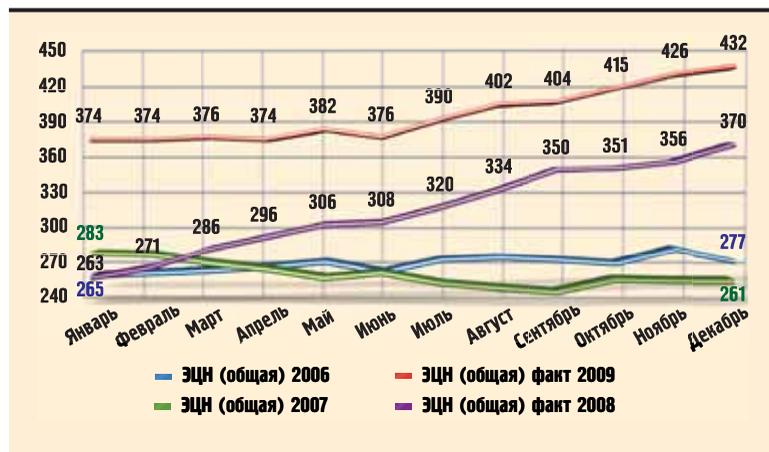
Параметр	До	После
Нароботка на отказ	88	171
Количество отказов	69	41
Отказы из-за мех. Примесей	33	144
КВЧср	144	105
Полеты	5	3

Так как нефть там достаточно вязкая, а проницаемость по нефти намного меньше, чем проницаемость по воде, происходил рост обводненности. Применяя данный реагент на пластах Покуровской

ведена из бездействия (см. «Дебит жидкости...» и «Обводненность по скважинам...»).

Прирост добычи нефти по всем скважинам после применения технологии «ЛИНК» составил

Нароботка и технологии



Ожидаемый экономический эффект

Основные оставляющие экономического эффекта:		
сокращение затрат на ремонт скважины; увеличение наработки на отказ оборудования;		
снижение затрат на ремонт оборудования; снижение потерь нефти во время простоев		
Внедрение десендеров на 24 скв.		
NPV	\$ тыс.	3905
PVI	\$ тыс.	503
PI	Ед.	8,77
Срок окупаемости	лет	< 1
Применение технологии «ЛИНК» на 15 скв.		
NPV	\$ тыс.	3536
PVI	\$ тыс.	221
PI	Ед.	18,9
Срок окупаемости	лет	< 1

в среднем 4 тонны в сутки (см. «Дебит нефти...»).

Самое главное при использовании данной технологии — как можно точнее рассчитать объем каверны, для того чтобы правильно выбрать объем реагента. Только в этом случае можно гарантировать качественное проведение операции и обеспечить безотказную работу оборудования.

Если реагент выбран в недостаточном количестве, через некоторое время после проведения операции каверна начнет разрушаться по краям реагента, что вновь приведет к отказам оборудования. В перспективе, для того чтобы более точно определять объем каверны, планируется проведение исследований с закачкой изотопов.

Экономический эффект от использования технологии «ЛИНК» рассчитывался и сравнивался с эффектом от применения десендеров. При использовании десендеров изначальные инвестиции меньше, но дополнительные затраты идут на закупку пакеров, на их установку и извлечение, на закупку самих десендеров (см. «Ожидаемый экономический эффект»).

Технология «ЛИНК» не требует дополнительного оборудования и может выполняться бригадами подземного ремонта. Индекс прибыльности PI технологии «ЛИНК» составляет, даже по самым минимальным оценкам, 18 единиц.

Внедрение новых технологий по креплению ПЗС и использование оборудования, способного работать с повышенным содержанием мехпримесей, позволило в 2008–2009 годах увеличить наработку на отказ с 263 до 432 суток (см. «Нарботка и технологии»). 

 ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

окружной выставочный центр

* ЮГОРСКИЕ  КОНТРАКТЫ *



22-24 СЕНТЯБРЯ

XV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТИГАЗ
СУРГУТ НЕФТЕГАЗ 2010



(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru