

ЯКОВ ВОЛОКИТИН: ВПЕРВЫЕ НА САЛЫМЕ — ТЕХНОЛОГИЯ АСП



ИНТЕРВЬЮ

ЯКОВ ВОЛОКИТИН

Начальник Управления геологии и разработки месторождений и новых технологий СПД

Этой весной компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), СП «Газпром нефти» и Shell, запустила на Западно-Салымском месторождении в Югре установку смешения компонентов АСП. Это ключевой объект первого и пока единственного в России пилотного проекта увеличения нефтеотдачи на основе химического заводнения путем закачки в пласт трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ), соды и полимера. Такой способ, с одной стороны, позволяет добыть до 30% нефти, остающейся в пласте после традиционного заводнения, с другой — требует льгот.

Если все пойдет удачно, с 2023 года компания может приступить к полномасштабному применению новой технологии и с ее помощью ежегодно добывать на Салымской группе дополнительно до 3 млн тонн нефти. А распространение этого метода на другие месторождения ХМАО, по расчетам экспертов, сулит региону за 15 лет 2,4 млрд тонн «черного золота».

Два года назад «Вертикаль» уже выделяла технологию АСП (см. *НГВ* #10'14), однако ситуация в отрасли и в экономике в целом тогда существенно отличалась от сегодняшней. О начале практической реализации давно озвученных планов и о том, имеет ли смысл использование дорогостоящей технологии при нынешних ценах на нефть, «Вертикали» рассказывает Яков ВОЛОКИТИН, начальник Управления геологии и разработки месторождений и новых технологий СПД...

Ред.: *Яков Евгеньевич, каким образом АСП может существенно повысить коэффициент извлечения нефти?*

Я.В.: Речь идет о принципиально ином способе воздействия на

пласт. Закачка трехкомпонентного раствора, во-первых, значительно улучшает вытесняющую способность закачиваемой жидкости и, во-вторых, позволяет мобилизовать оставшуюся после заводне-

ния нефть за счет уменьшения поверхностного натяжения между нефтью и водой. Благодаря синергии этих химико-физических процессов можно получить существенные объемы дополнительной добычи.



Ред.: Проблема увеличения нефтеотдачи актуальна для всех западносибирских месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки. Почему для пилотного проекта была выбрана именно Салымская группа?

Я.В.: Стоит напомнить, что интересоваться третичными МУН в СССР начали еще в 1980-е годы. Впоследствии этот интерес как в нашей стране, так и за рубежом на какое-то время угас, поскольку «нефтянка» совершила технологический рынок в других областях — 3D-сейсморазведке, горизонтальном бурении, ГРП и МГРП. Это позволило наращивать добычу в Западной Сибири экстенсивными методами. Но постепенно данные методы себя исчерпывают: с их помощью становится все труднее извлечь из традиционных залежей что-либо ценное.

На Западе задумались над созданием следующей технологии, позволяющей кардинально

повысить эффективность разработки действующих месторождений. Стали появляться проекты, поначалу пилотные, на основе третичных химических методов повышения нефтеотдачи. Shell одной из первых начала применять на своих месторождениях технологию АСП. Ее Салымский проект оказался в числе полигонов для испытаний этой технологии. За пределами России у компании сегодня еще два аналогичных проекта — в Малайзии и Омане.

«Газпром нефть», ставшая партнером Shell в Салымском проекте в конце 2000-х после приобретения 50%-ной доли в СПД, всецело поддержала перенос инновационного метода на российскую почву. Осенью 2012 года акционерами было принято инвестиционное решение по пилотному проекту.

Ред.: Трудно ли шла его подготовка? Ведь прецедентов применения этого метода в России до сих пор не было...

Я.В.: У акционеров с самого начала было полное взаимопонимание по этому вопросу. Можно сказать, что для «Газпром нефти», чьи главные добывающие активы находятся в Западной Сибири, метод АСП стратегически даже более значим, чем для Shell, работающей в регионах с разными условиями добычи. А Shell в этом смысле оптимальный партнер — у нее, кроме прочего, своя экспертиза, лабораторный научно-технический центр в Гааге, чем могут похвастаться далеко не все западные компании.

Ред.: Ощущаете ли вы сложности из-за не слишком благоприятной экономической и геополитической ситуации — например, с зарубежными поставками?

Я.В.: Нет, все нужные объемы материалов для пилотного проекта уже закуплены. Иногда появляется срочная потребность в запчастях для оборудования, но с этим тоже проблем не возникает.

Ред.: Запуск установки смешения компонентов означает, что закачка раствора в пласт уже началась?

Я.В.: Именно так. Работы пока ведутся только на Западно-Салымском — его пласты оптимальны по своим свойствам для технологии АСП, к тому же на этом ме-

Экстенсивные методы наращивания добычи в Западной Сибири — горизонтальное бурение, ГРП и МГРП — постепенно себя исчерпывают

сторождении сосредоточено две трети запасов компании. Когда подтвердим эффективность нового метода, будем выходить на другие месторождения СПД — Верхнесалымское и Вадельпское.

Ред.: Каких результатов ждете от пилотного проекта?

Стали появляться проекты на основе третичных химических методов повышения нефтеотдачи. Технологию АСП одной из первых начала применять Shell

Я.В.: О прибыли и существенных объемах добычи речь не идет; пробуренные разведочные скважины — их всего семь — потом будут законсервированы. Сейчас важно понять, сколько тонн дополнительной нефти можно добыть на каждую закачанную тонну раствора. Наша главная цель — снять технологические риски и доказать, что из пласта с 98%-ной обводненностью можно извлечь реальные объемы нефти. Первые результаты рассчитываем получить к концу года.

Наша главная цель — снять технологические риски и доказать, что из пласта с 98%-ной обводненностью можно извлечь реальные объемы нефти

Основная сложность — добыться, чтобы при закачке в пласт «коктейль», как мы его называем, не распался, а в течение не-

скольких месяцев при температуре 90 градусов и давлении 200 атмосфер удерживал стабильность и все его компоненты работали слаженно. От этого зависит успех всего проекта.

Ред.: *Насколько технология АСП дороже традиционного заводнения?*

Технология АСП вдвое дороже традиционного заводнения: без налоговых льгот она экономически неоправдана

Я.В.: Вдвое. Поэтому без налоговых льгот эта технология экономически неоправдана. Министерство энергетики и Министерство финансов, с которыми мы ведем переговоры, пока ничего не обещают. Между тем сроки поджимают — в конце года

При цене нефти в \$45–50 технология может успешно работать и приносить сотни миллионов прибыли как компании, так и государству

хотелось бы начать подготовку к полномасштабному развитию метода. В апреле на Национальном нефтегазовом форуме генеральный директор СПД Алексей Говзич представил конструкцию

При условии масштабного применения АСП, а также снятия санкций с работ по баженовской свите, СПД намерена выйти на 7 млн тонн в год

льготы, которая, как мы считаем, позволяет минимизировать риски государства. Предлагаем несколько вариантов, в том числе налог на финансовый результат или понижение ставки НДС при применении третичных методов.

Ред.: *Если получите льготы, окупит ли себя полномасштабный проект при текущих ценах на нефть?*

Я.В.: Окупит. Себестоимость добычи в Западной Сибири с при-

менением АСП — около \$25 за баррель. Все, что выше это уровня, уже дает добавленную стоимость. Наши расчеты показывают, что при цене нефти в \$45–50 технология будет успешно работать и приносить сотни миллионов прибыли как компании, так и государству. В отличие, например, от сланцевой добычи.

Ред.: *А как со сроками?*

Я.В.: Если пилот окажется успешным и получим помощь от правительства, в 2018-м принимаем инвестиционное решение, с 2020-го строим инфраструктуру — высокопроизводительные установки смешения и закачки, дополнительные скважины, трубопроводы, еще через два года начинаем добычу. В дальнейшем технология может быть тиражирована и на другие месторождения Западной Сибири, в первую очередь, конечно, на промыслы «Газпром нефти». Она добывает в этом регионе 35 млн тонн в год и к тому времени приобретет ценный опыт работы с АСП.

Ред.: *ПАВ вы сейчас закупаете в США, полимер — во Франции. Сегодня много говорится об импортозамещении. Можно ли наладить выпуск данной продукции в России?*

Я.В.: Конкретные планы на этот счет уже имеются. Компания SNF строит в Саратове завод по производству полимеров для водочистки. Мы планируем покупать у них часть продукции, этого вполне достаточно. ПАВ тоже должно выпускаться в нашей стране. Нам требуется от 20 до 50 тыс. тонн ПАВ в год. Везти такие объемы из-за рубежа сложно и дорого, к тому же в силу особенностей приготовления этот продукт желательно производить как можно ближе к месторождению. Для выпуска нужных объемов требуются одна-две установки стоимостью не менее \$100 млн каждая.

Есть ряд компаний, которые готовы их построить. Мы ведем переговоры с тремя потенциальными поставщиками как полностью российскими, так и СП. Сложность в том, что для обоснования инвестпроекта им нужен контракт под конкретные постав-

ки. А мы не можем их гарантировать, пока не решен вопрос со льготами. В целом, по расчетам, переход на химическую продукцию российского производства может сократить эксплуатационные затраты проекта на 20–30%, и это без учета снижения логистических издержек.

Ред.: *Пик производства на Салямской группе — 8,4 млн тонн — был достигнут в 2011 году, затем добыча начала падать. Сообщалось, что цель СПД не только стабилизировать добычу, но и перейти к росту. Реально ли выполнение этой задачи в нынешних непростых для отрасли условиях?*

Я.В.: Вполне. Мы уже переломили спад: в прошлом году добыли 6,1 млн тонн, план на этот год — 6,145 млн. Намерены удерживать этот уровень до 2020 года, причем без применения АСП. В ближайшей перспективе делаем упор на новые технологии бурения и ГТМ, что уже активно практикует на своих месторождениях «Газпром нефть». Освоили зарезку боковых стволов, которую раньше не применяли, в этом году будем бурить две скважины с многостадийным ГРП.

Еще один резерв — разработка трудноизвлекаемых запасов, в первую очередь низкопроницаемых пластов ачимовской свиты, по которым начинаем готовить пилотный проект. Плюс активная геологоразведка. В прошлом году компания выявила 23 области для проведения ГРП с потенциальными запасами 20 млн тонн нефти. Кроме того, две пробуренные в 2015-м разведочные скважины оказались весьма успешными: первая, автономная, обнаружила нефтеносный участок, который будем разбуривать в следующем году, вторая скважина, глубокая, на тюменскую свиту, открыла участок с легкой нефтью.

Технология АСП нам понадобится в горизонте 2023–2024 годов, чтобы поддерживать уровень добычи. При условии масштабного применения АСП, а также снятия санкций с работ по баженовской свите СПД намерена выйти на 7 млн тонн в год. Именно такую цель компания ставит перед собой в долгосрочной перспективе. 