

ИНТЕРВЬЮ

ВО ГЛУБИНЕ СИБИРСКИХ НЕДР

Газета «Нефтяник Западной Сибири», № 05 (183) от 3 февраля 2012 г.

Потрясов Андрей Александрович

Заместитель генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» по разработке месторождений — главный геолог

Одна из стратегических задач каждого нефтегазодобывающего предприятия — восполнение минерально-сырьевой базы. Ежегодно на территории деятельности общества «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в результате широкомасштабной программы геолого-разведочных работ осуществляется значительный прирост запасов нефти и газа, открываются новые месторождения и новые залежи на эксплуатируемых месторождениях. Соответственно, растет и добыча углеводородов. Об итогах этой работы в 2011 году и ближайших планах рассказывает заместитель генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» по геологии и разработке Андрей Потрясов.



— Андрей Александрович, в 2011 году геологическое направление общества «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» разделилось на два сектора: первый — геологоразведка, второй — геология и разработка. Почему возникла такая необходимость, и не будут ли дублироваться функции специалистов этих двух служб?

— Как общество «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в целом, так и его геологическая служба представляли и представляют собой единый, целостный организм. Выделение блока геологоразведки направлено, прежде всего, на то, чтобы поднять качество и результаты геолого-разведочных работ на новый уровень. Актуальность этого назрела: сегодня просто необходимо предметно, детально, глубоко погрузиться в геологоразведку. Вместе с тем, это позволяет сосредоточить усилия на другом направлении — управлении разработкой месторождений. Грамотное и эффективное управление разработкой месторождений, по большей части зрелых, становится не менее ответственной и значимой задачей. Поэтому говорить о разделении службы на вышеназванные направления некорректно. Более качественное и результативное решение вопросов в геологоразведке и разработке месторождений еще более укрепит в целом геологическую службу.

— Какие из реализованных в последние годы масштабных проектов общества «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» курировала служба геологии и разработки, и что в планах?

— В период 2009-2011 гг. был реализован совместный проект с компанией «Schlumberger» по комплексному изучению восточной части Красноленинского месторождения Каменного лицензионного участка ТПП «Урайнефтегаз». Была проведена огромная работа по уточнению геологической модели, построены сейсмофациальная, геомеханическая и гидродинамическая модели. Конечной целью проекта является поиск эффективной технологии вскрытия, интенсификации и последующей разработки сложнопостроенных Викуловских продуктивных отложений.

Полученные результаты, хотя и не подтвердили на 100% прогнозные расчеты, зато дали мощный толчок для успешного внедрения технологии многозонного ГРП в горизонтальных скважинах на других объектах Общества. Продолжаются, и небезуспешно, опытно-промышленные работы по большому спектру новых методов и технологий. Вышли на опытные полевые работы по двум комплексным проектам оптимизации разработки на Покамасовском и Северо-Почаевском месторождениях. За счет новых составов и технологий только на Покамасовском месторождении ожидается прирост добычи нефти в течение ближайших трех лет до 15% ежегодно.

В работе находится крупнейший проект по изучению и освоению нефтегазовых месторождений Большехетской впадины в Ямало-Ненецком автономном округе. Реализация этого проекта в будущем на пике может добавить до 28,1 млн. тонн условного топлива.

Кроме того, «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» активно участвует в аукционах по приобретению лицензионных участков. Так, в 2011 году в нашем «активе»

появилось пять новых участков, в 2012 году планируется приобрести еще шесть.

— В 2011 году западносибирскому холдингу удалось улучшить плановые показатели на 200 тыс. тонн нефти. И во многом это стало возможно благодаря эксплуатационному бурению. Обозначьте итоги 2011 года в этом направлении и планы на 2012-й.

— Действительно, третья часть от дополнительной добычи (более 70 тыс. тонн к плану) получена за счет повышения эффективности новых скважин. В 2011 году выросла доля горизонтальных скважин — 32% (153 из 466 введенных скважин), в 2010-м их доля составляла 11% (59 из 523). В 2012 году планируется довести долю горизонтальных скважин до 40% (233 из 582). Высококвалифицированная слаженная работа специалистов геологической службы общества «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», территориально-производственных предприятий и «КогалымНИПИнефть» позволила при увеличении доли сложнопостроенных скважин сохранить эффективность ГС на высоком уровне — около 50 т/сут.

— В каждом направлении деятельности Общества (бурение, добыча и т.д.) проводятся опытно-промышленные работы. Что в рамках ОПР проведено в 2011 году по геологическому направлению деятельности, и что запланировано на этот год?

— В связи с постоянно ухудшающейся структурой фонда приходится постоянно заниматься проведением опытно-промышленных работ и внедрением новых технологий. Опытно-промышленные работы активно идут по следующим направлениям: строительство новых скважин, гидравлический разрыв пласта, физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов, интенсификация добычи нефти, водоизоляционные работы и др.

В области совершенствования разработки и вовлечения неактивных запасов в 2011 году велась работы по 10 темам, выполнено 229 скважиноопераций (при плане 221). К основным можно отнести: проведение многозонного ГРП в горизонтальных скважинах, внедрение расширенного комплекса LWD при бурении горизонтальных скважин, строительство многоствольных скважин, разбуривание объектов со сложной структурой запасов, внедрение технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов и одновременно-раздельной закачки при разбуривании многопластовых месторождений. По шести темам работы закончены, по четырем ведутся, четыре технологии по результату полученной эффективности переведены в категорию промышленных.

С 2011 года бурение ведется с сопровождением региональным НИПИ в актуализированных секторных геолого-гидродинамических моделях. В 2012-м планируются работы по совершенствованию систем заканчивания горизонтальных скважин (разветвленные и многоствольные, удлинение ствола с увеличением зон разрыва). Как я уже отмечал, с горизонтальными скважинами мы связываем увеличение эффективности разработки залежей нефти. Для понимания геолого-технологических особенностей работы и способности повышения их потенциала планируется комплекс геофизических исследований и работ в скважинах — микросейсмический мониторинг многозонных ГРП, проведение исследований в горизонтальном участке ствола скважины, оснащенной байпасной системой, с помощью колтюбинговой установки.

По направлению повышения нефтеотдачи пластов в 2011 году опытно-промышленные работы проводились по шести технологиям, всего выполнено 57 скв./операций. По результату проведенных работ технология плазменно-импульсного воздействия планируется в промышленное внедрение.

По направлению гидроразрыва пласта выполнена 21 скв./операция. Наиболее эффективно себя зарекомендовали такие технологии, как селективный ГРП на горизонтальных скважинах и «ZetaGel». По результатам ОПР эти технологии в 2012 году будут применяться в промышленных объемах.

На 2012 год по опытно-промышленным работам составлены еще более амбициозные планы. По направлению повышения нефтеотдачи пластов планируется 10 тем (174 скв./операции), по направлению ГРП — пять тем (32 скв./операции). Из наиболее сложных и высокотехнологичных работ необходимо отметить селективный ГРП по технологии «Isojet» ООО «Трайкан Велл Сервис».

— Большое значение для повышения добычи нефти имеют вторичные и третичные методы воздействия на пласт. Насколько широко они применяются в западносибирском холдинге, и какие из методов наиболее эффективны?

— В 2011 году на месторождениях Общества выполнено более 3000 скв./операций по направлению повышения нефтеотдачи пластов. Дополнительная добыча нефти от этих мероприятий составила порядка 3 млн. тонн, это около 7% от всей добычи по западносибирскому холдингу.

На эксплуатационном фонде скважин выполнено 555 ГРП. Дополнительная добыча составила более 760 тыс. тонн нефти, а средний прирост дебита нефти — 9,5 т/сут. на 1 скв./операцию.

Пробурено 178 боковых стволов с дополнительной добычей около 600 тыс. тонн. Средний дебит на одну скважину составил более 20 т/сут.

По физико-химическим методам выполнено 1265 скв./операций. Дополнительная добыча составила более 1 млн. тонн нефти, удельная эффективность — 780 тонн на 1 скв./операцию.

По интенсификации добычи нефти выполнено 785 мероприятий. Дополнительная добыча нефти составила более 400 тыс. тонн, удельная эффективность на одну скважину — более 3 т/сут.

Наиболее эффективным традиционно является гидравлический разрыв пластов. Хотелось бы отметить, что технологии ГРП не стоят на месте. На сегодняшний день на месторождениях Общества применяется более 20 различных технологий. В 2011 году 15 специалистов западносибирского холдинга прошли обучение в Тюменском учебном центре «Schlumberger», полученные знания они теперь применяют в своей ежедневной работе. Обществом закуплено и применяется на базе ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и «КогалымНИПИнефть» новейшее оборудование для проведения лабораторных исследований проппантов и жидкостей ГРП.

На 2012 год по всем методам повышения нефтеотдачи пластов планируется увеличить количество мероприятий более чем на 300 скв./операций (10%), дополнительную добычу — более чем на 300 тыс. тонн (10%) по отношению к плану 2011 года.

— Андрей Александрович, что Вы можете сказать об инновациях в области управления разработкой месторождений?

— На сегодняшний день основными инновационными направлениями в разработке месторождений нефти и газа являются внедрение энергосберегающих технологий, применение технологий ОРЭ (одновременно-раздельной эксплуатации пластов), ОРЗ (одновременно-раздельной закачки), технологий азотно-пенного и поинтервального ГРП, микросейсмический мониторинг ГРП, нанозлектрический каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж в обсаженной эксплуатационной колонне, использование байпасных систем для проведения ГИРС в действующих горизонтальных скважинах без подъема глубинного насосного оборудования.

— Какие из вновь приобретенных лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» были введены в эксплуатацию в 2011 году, и какие планируется ввести в этом?

— В прошлом году было введено промышленную эксплуатацию Свободное месторождение ТПП «Когалымнефтегаз». В 2012-м по результатам поисково-разведочного бурения планируется ввести три месторождения в пробную эксплуатацию (Андреевское, Средне-Мульминское, Урайское месторождения ТПП «Урайнефтегаз») и два месторождения — в промышленную эксплуатацию (Яркое месторождение ТПП «Когалымнефтегаз» и Северо-Покамазовское месторождение ТПП «Лангепаснефтегаз»).

— В 2011 году в предприятиях западносибирского холдинга стал широко применяться программный комплекс «Rohag». Почему именно этот продукт стали использовать для построения геологических и гидродинамических моделей, и можно ли сказать, что он значительно упрощает работу геологов?

— «Rohag» — один из мировых лидеров в разработке программного обеспечения для моделирования и мониторинга нефтегазовых месторождений, которое используют практически все нефтегазовые компании. У «ЛУКОЙЛа» есть значительный опыт совместных работ с этой компанией.

Выбор нами программного обеспечения «Rohag» обусловлен такими качествами, как широкий набор программ для моделирования и мониторинга, высокий уровень программных и аппаратных разработок, предложение новейших отечественных и западных технологий. Кроме того, «Rohag» имеет опыт внедрения технологий в условиях Западной Сибири, а также команду профессионалов-менеджеров, геологов и разработчиков. Программное обеспечение «Rohag» помогает специалистам западносибирского холдинга и разработчикам определять оптимальную стратегию разработки месторождений, оценивать риски принятия технологических решений, выбирать наиболее эффективные ГТМ и экономить средства за счет отказа от рискованных мероприятий.

Компьютерные геологические и гидродинамические модели могут дать надежный прогноз показателей разработки месторождения, в то время, как системы перманентного мониторинга «Rohag» призваны отслеживать работу каждой скважины. Соединение этих технологий позволит достичь максимальной эффективности эксплуатации залежей углеводородов.

*К публикации подготовила
Елена АВТОНОМОВА.*