

ДЖЕРАЛЬД СХОТМАН: ОТ ЭКОЛОГИИ ДО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

ИНТЕРВЬЮ
ДЖЕРАЛЬД СХОТМАН
Главный технический директор Shell



Концерн Shell на форуме «Открытый мир инноваций» — самом впечатляющем событии осени в области новых технологий — неспроста представлял Джеральд Схотман, главный технический директор концерна: компания знаменита своими крупными амбициозными и технологически сложными проектами.

Будущее развитие нефтегазовой отрасли России, считает Дж.Схотман, основывается на самых современных технологиях, часть из которых «Шелл» уже использует и в проекте «Сахалин 2», и в рамках СП «Салым Петролеум». Если потребуется, то компания готова апробировать и иные инновации, конкретизируя их под местные условия...

Ред.: Вы недавно заметили, что Россия — это ведущая энергетическая держава и что развитие нефтегазовых технологий...

Очень актуальными сейчас являются вопросы минимизации использования воды и сокращения выбросов, да и в целом вопросы энергоэффективности

Д.С.: ...должно стать приоритетом для Российского правительства. Ключевые технологии, на мой взгляд, не могут развиваться без уверенности в том, получаем ли мы достаточно энер-

Концерн Shell может привнести многие технологии, используемые в Канаде, США и других странах для работы с баженовскими отложениями

гии, доступна ли она и безопасна ли с точки зрения охраны окружающей среды. Очень актуальными сейчас являются вопросы минимизации использования воды и сокращения выбросов, да и в целом вопросы энергоэффективности.

К примеру, в США в связи со сланцевым бумом очень большое внимание уделяется этим вопросам, а также существует практика совместной с обществом работы. Не могу сказать, как с этим обстоит дело в России, но следует учесть, что для всего мира перечисленные факторы становятся крайне важными.

Ред.: Опыт *Salym Petroleum Development* говорит о том, что концерн «Шелл» проблемы разработки баженовской свиты — ее потенциальная роль в Западной Сибири может быть огромной — решает и с помощью ГРП и химических методов увеличения нефтеотдачи. Что, на ваш взгляд, эффективнее? Какие, возможно, иные технологии есть в запасе у Shell?

Д.С.: Продуктивные пласты в баженовской свите можно, по существу, выделить в две категории. Традиционные, характеризующиеся высокой проницаемостью. Для их разработки наиболее эффективными являются методы увеличения нефтеотдачи, в особенности химические. В пилотных проектах мы много надежд возлагаем именно на них.

И, во-вторых, формации сланцевой нефти, которые отличаются низкой проницаемостью. Здесь эффективнее применять технологию ГРП. Как повысить его эффективность? Мы в Shell стремимся к снижению числа стадий ГРП и сокращению использования воды.

Поэтому при работе со сланцами важно определить место наибольшего скопления пластов. Это позволяет снижать стоимость пробуренной скважины и максимизировать нефтеотдачу. Если вы качественно делаете и интерпретируете сейсмоку, число скважин, следовательно, уменьшается. Как результат, использование воды и энергии также сокращается — все работает в правильном направлении.

Нужно определить, какие проблемы при разработке месторождений существуют именно в данной местности, и применять тот МУН, который подходит. Я уверен, что концерн Shell может привнести многие технологии, используемые в Канаде, США и других странах для работы на бажене. Хотя, я не исключаю, что в данном случае придется мировые технологии дорабатывать с учетом конкретного места.

Ред.: В одном из своих недавних интервью исполнительный директор Shell Питер Возер отметил, что для работы на арктическом шельфе и разработки запасов сланцевой нефти будут использоваться инновационные технологии. Хотелось бы подробнее узнать у вас, в чем заключается их инновационность.

Д.С.: Одна из технологий касается бурения скважин с продолжительным горизонтальным стволом. При разработке запасов Арктики целесообразно оптимизировать число морских добывающих платформ: три платформы вместо пяти дадут вам огромный бонус. Но единственный способ сократить их число — быть готовыми к бурению с берега скважин длиной не 5–6 км, а 10–12.

Приведу еще один технологический пример. В Арктике в условиях сурового климата и льда возможно использование технологии Shell для сейсморазведки шельфа: получившие название «Летающие узлы», которые опускаются в воду через отверстия на поверхности льда.

У крупных проектов, в том числе арктических, есть такой недостаток, как слишком много затраченного времени до того момента, как проект будет разрабатываться на полную мощь.

Я считаю, что для Арктики подходит технология плавучих заводов СПГ (FLNG). Во-первых, из-за удаленности объектов от берега, во-вторых, из-за высокой стоимости трубопроводов. Если удастся избежать применения труб, это даст большое преимущество. Но у Арктики есть своя специфика, которую нужно учитывать. Самое главное — надо учитывать воздействие на окружающую среду, и это задача не только Shell, но и остальных компаний.

Ред.: Как вы считаете, ждет ли Россию бум СПГ?

Д.С.: По моему личному мнению, Россия пока не по максимуму использует свои огромные запасы газа. Какие-то месторождения газа еще только предстоит открыть, и стоит быть готовыми к этому в технологическом плане.

Но если говорить о газовом потенциале страны, то он огромен, в том числе и по СПГ. В этом плане Россия, конечно, не будет начинать с нуля. А помимо технологической потребуется еще конкурентная бизнес-модель, сотрудничество и взаимодействие с другими компаниями по решению технологических проблем, а также привлечению научных кадров.

Ред.: Не можем не спросить, а планируется ли уже строительство FLNG в России? Или это пока лишь на уровне теории?

Д.С.: Для российской Арктики это было бы хорошее решение, тем более что «Шелл» опробовал уже ряд СПГ-технологий в субарктических условиях Сахалина, например технологию двойного смешанного хладагента. Но ничего конкретного сообщить не могу.

Ред.: Сколько денег на НИОКР выделил концерн в 2013 году?

Д.С.: Про объем инвестиций в науку в 2013 году я вам пока сказать не могу, но вот в 2012 году эта цифра была на уровне \$1,3 млрд. Я бы также хотел отметить, что Питер Возер активно поддерживает нашу научную деятельность.

Ред.: Проблемой России, особенно Восточной Сибири, остается рациональное использование ПНГ. Как Shell рекомендует решать эту проблему?

Д.С.: Сразу оговорюсь, что я не знаю российской специфики в деталях. Но в моей «прошлой жизни» я работал инженером в Омане, и как раз одной из моих задач было снижение уровня сжигания ПНГ. Мой опыт показывает, что любой проект нужно разрабатывать, не забывая о влиянии на окружающую среду.

Следовательно, самым разумным решением является развитие технологий по переработке ПНГ. В принципе, это не так уж и сложно сделать, требуются только направленные действия, стимулы правительства и инвестиции компаний.

Ред.: Недавно Shell в составе международного консорциума выиграл тендер на разработку нефтяного подсолоевого месторождения Либра в Бразилии. О

каких технологиях извлечения подсолоевого нефти пойдет речь?

Д.С.: Одним из глобальных блоков деятельности концерна является программа глубоководной разработки запасов нефти и

Для Арктики подходит технология плавучих заводов СПГ (FLNG) из-за удаленности объектов от берега и высокой стоимости трубопроводов

газа. Проект месторождения Либра как раз подпадает под эту программу, ведь глубина продуктивного пласта на нем достигает 3500 метров ниже морского дна (см. «Бразилия: подсолоевое изобилие УВ», НГВ # 21-22'13).

Поскольку у Shell огромный опыт такой работы во многих регионах и странах мира (к приме-

Проблему ПНГ следует решать, не забывая о влиянии на окружающую среду, а это — технологии переработки

ру, глубоководные проекты в Мексиканском заливе, Нигерии, Норвегии, Малайзии), мы уверены в успехе и месторождения Либра. Хотя сейсмические исследования под плотным слоем соли и являются большой трудностью, мы в Shell около двух лет работали над этой технологией и при-

Сейсмические исследования под плотным слоем соли — проблема; Shell создал такую технологию и пришел к довольно успешному результату

шли к довольно успешному результату.

Более того, в Бразилии применяется и разработанная нами система мониторинга за продуктивными пластами. В проекте Либра у Shell всего 20%, а его оператором является бразильская Petrobras. Но мы нацелены использовать все имеющиеся у нас технологии для разработки этого месторождения. 