

Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: добыча и обустройство

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10045

А.В. Язьков

к.т.н., заместитель генерального директора по разработке
ayazkov@gmail.com

Ю.Н. Долгих

д.г.-м.н., ученый секретарь
YNDolgikh@novatek.ru

А.А. Куркин

старший эксперт
aleksandrurkin88@yandex.ru

А.З. Насибуллин

начальник управления

Л.М. Кадочникова

к.ф.-м.н., старший эксперт
LMKadochnikova@novatek.ru

Я.В. Кузнецова

к.г.-м.н., старший эксперт
YVKuznetsova@novatek.ru

П.И. Елисеев

начальник отдела
eliseev@novatek.ru

П.А. Кудрин

директор департамента
Kudrin@novatek.ru

М.С. Григорьев

заместитель генерального директора по бурению
MSGrigoriev@novatek.ru

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Введение

Освоение новых месторождений углеводородов, расположенных в районах слабо развитой инфраструктуры, к которым относятся месторождения севера Западной Сибири, подталкивает к поиску новых, а чаще — уникальных технологий геологоразведки, разработки, добычи, переработки и транспорта углеводородов. Стратегия компании «НОВАТЭК» предполагает создание СПГ-кластера на базе имеющихся и перспективных ресурсов природного газа данного региона. В этой связи поиск и разведка новых месторождений, прилегающих к объектам производства СПГ, является одной из первоочередных задач нашей компании. Первый проект «Ямал СПГ» запущен в 2017 г.. Это опорный инфраструктурный объект, служащий драйвером развития экономики целого региона. Следующим перспективным проектом является «Арктик СПГ-2» на Гыданском полуострове, при реализации которого будет использован весь собственный и мировой накопленный опыт строительства подобных объектов. Оба проекта будут включены в единую логистическую и транспортную сеть, что позволит существенно диверсифицировать риски реализации таких масштабных проектов.

В предыдущей нашей статье [1] внимание было уделено вопросам геологоразведки, геологического моделирования и

разработки месторождений углеводородов региона. Основные разведанные запасы севера Западной Сибири сосредоточены в меловых континентальных и прибрежно-морских отложениях, характеризующихся высокой литофациальной неоднородностью. Месторождения отличаются многопластовой структурой с ограниченной геометрией разрабатываемых объектов, с пониженными толщинами продуктивных пластов и наличием контактов с подстилающей водой и газовой шапкой.

Крупные объемы неразведанных запасов региона сосредоточены в глубокопогруженных ачимовских и юрских отложениях с высоким АВПД и низкими ФЕС, и относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). За последние годы на Ямале и Гыдане было пробурено несколько поисково-разведочных скважин на юрские объекты — с неизменным положительным результатом.

Моделирование и разработка таких месторождений неразрывно связана с применением прогрессивных технологий. Трехмерные геологические модели континентальных и прибрежно-морских отложений, построенные по стандартным алгоритмам [2, 3] способны обеспечить лишь выполнение моделью описательной функции, заключающейся в соответствии скважинным данным, и не позволяют выполнять качественный прогноз распространения

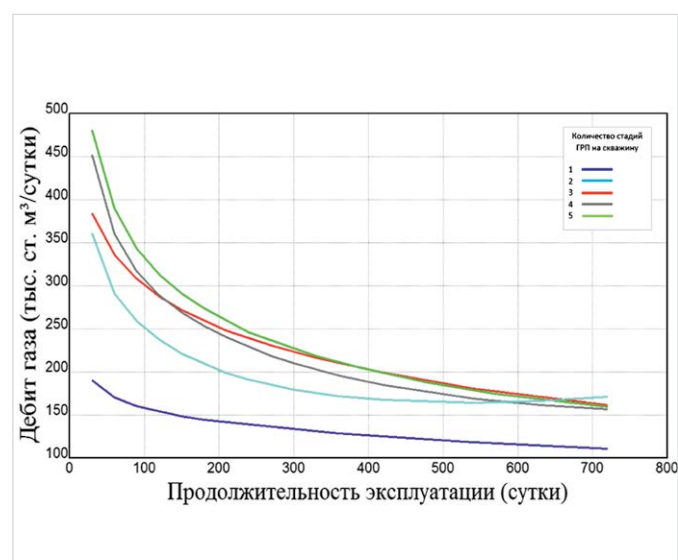


Рис. 1 — Аналитическая оценка потенциала скважины в условиях АВПД в зависимости от количества стадий ГРП в горизонтальной скважине

Fig. 1 — Analytical assessment of the potential flow under conditions of overpressure depending on the number of hydraulic fracturing stages in a horizontal well

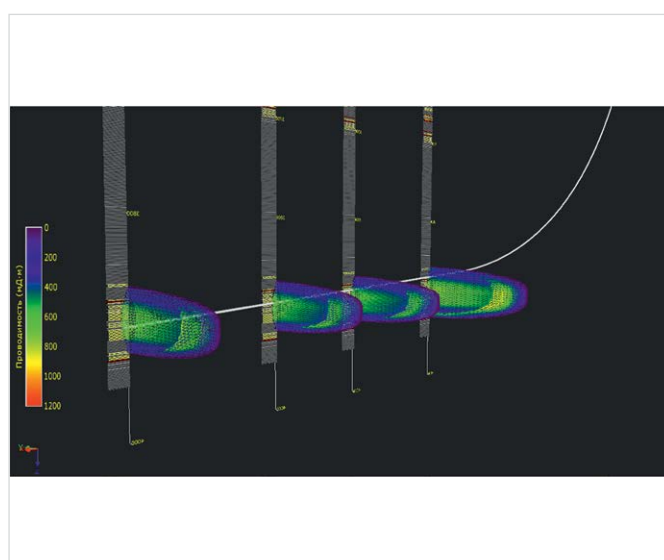


Рис. 2 — Результат моделирования многостадийного ГРП в горизонтальной скважине с АВПД
Fig. 2 — The result of modeling of multistage hydraulic fracturing in a horizontal well with overpressure

В 2010 году Правительством Российской Федерации был принят комплексный план по развитию производства сжиженного природного газа (СПГ) в арктической части Западной Сибири. Одним из ключевых ответственных за реализацию государственного плана является компания ПАО «НОВАТЭК». Реализуя такие крупные проекты, как «Ямал СПГ», «Арктик СПГ 1, 2, 3», компания столкнулась с рядом технологических вызовов, ответы на которые позволили приобрести значительный опыт и знания, необходимые для технологического развития не только компании, но и ТЭК страны в целом. В статье кратко освещены проблематика и основные достижения компании «НОВАТЭК» в технологиях эксплуатации и обустройства месторождений. Обозначены наиболее перспективные направления повышения эффективности освоения недр крайнего севера.

Материалы и методы

Интенсификация добычи, интегрированные подходы к обустройству месторождений и комплексный подход к планированию и строительству скважин.

Ключевые слова

интегрированный подход, ГРП, обустройство, бурение, ТРИЗ, СПГ, АВПД

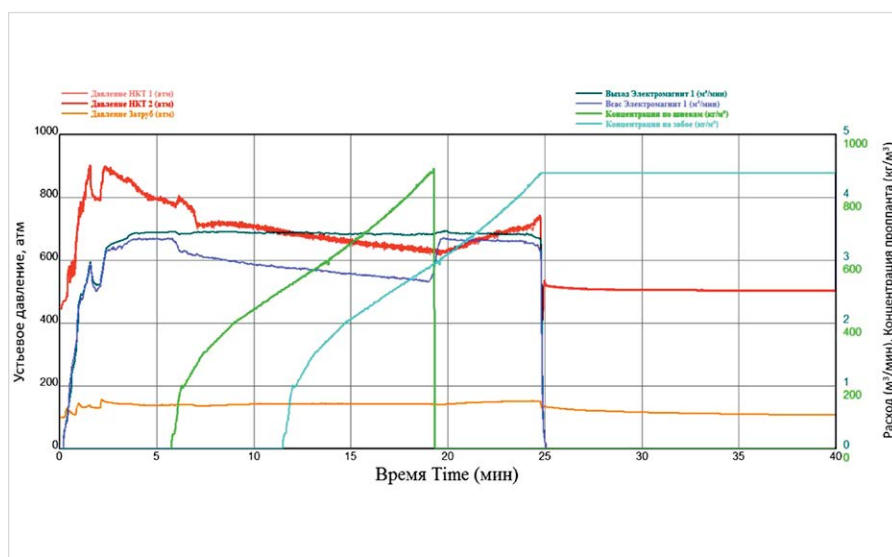


Рис. 3 — График ГРП разведочной скважины, пласт Ю2
Fig. 3 — Diagram of hydraulic fracturing in an exploration well, J2 reservoir

коллекторов. С целью повышения точности прогноза геологических моделей необходимо использовать комплексный подход к включению всего объема геолого-геофизических данных в геологическую модель. Принимая во внимание разномасштабность и объем исходных данных, высокую неоднородность моделируемых продуктивных пластов, при построении геологических моделей применяется иерархический подход с комбинированием нескольких методов распределения фаций для отложений различного генезиса. Особенно важно использовать теоретические представления и фактические данные о строении седиментологических тел прибрежно-морских и континентальных отложений с хорошо изученных площадей-аналогов [4, 5].

Другим технологическим вызовом,

требующим особого внимания и комбинации всего спектра современных скважинных технологий, является разработка ачимовских и юрских резервуаров. Низкая плотность запасов в совокупности с невысокой проницаемостью, с одной стороны, обуславливает бурение длинных и сверхдлинных горизонтальных скважин (до 2000 м) с целью увеличения зон дренирования и охвата пласта разработкой, а с другой — применение многостадийного ГРП для обеспечения рентабельных дебитов. Для подобных отложений технология МГРП в горизонтальных скважинах — это скорее не метод интенсификации, а единственный доступный на сегодняшний день способ разработки месторождений.

Интенсификация добычи

Эффективная разработка ТРИЗ в условиях АВПД невозможна без получения стабильных промышленных притоков УВ. Повышение нефте- и конденсатоотдачи обеспечивается за счет использования передовых технических решений. Так, основным методом интенсификации добычи при разработке ТРИЗ является применение гидравлического разрыва пластов (ГРП). Многостадийный ГРП (МГРП) в горизонтальных скважинах позволяет многократно увеличить продуктивность скважин (рис. 1).

На сегодняшний день в «НОВАТЭК» успешно применяются технологии МГРП, при этом подход к проектированию и выполнению МГРП в горизонтальных скважинах в условиях АВПД ТРИЗ отличается от «классического», и имеет следующие особенности:

- 1) требуется применение насосов высокого давления и повышенной мощности, свыше 15000 psi (фунт-сила на квадратный дюйм). Для сравнения, у «классического» флота ГРП — до 10000 psi;
- 2) пласты с АВПД характеризуются высокими градиентами смыкания трещины

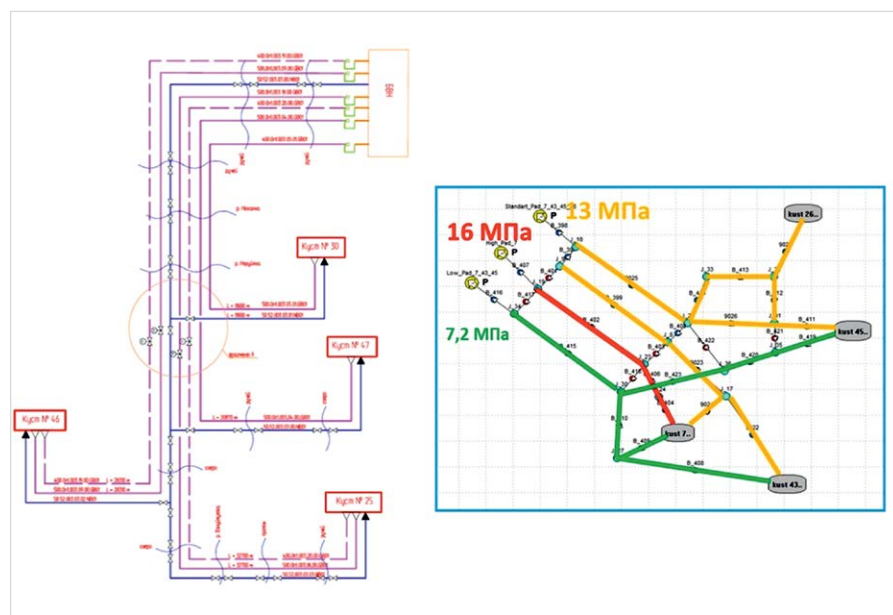


Рис. 4 — Сегментированная система сбора продукции скважин. Цветом на схеме справа выделены шлейфы с разным рабочим давлением
Fig. 4 — Segmented gathering system of well production



Рис. 5 — Примеры блочно-модульных конструкций (установка по регенерации метанола)
Fig. 5 — Examples of block-modular constructions

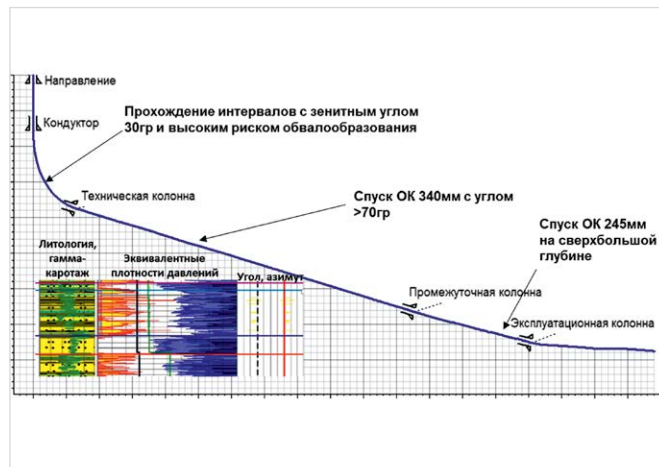


Рис. 6. Принципиальная схема строительства «сложной» скважины. ОК – обсадная колонна
Fig. 6 — Schematic diagram of well construction of a “complex” well

и пластовыми температурами (105–1200 °C), что предъявляет особые требования к закачиваемому проппанту, жидкости ГРП и используемой химии;

3) в условиях АВПД скважинное оборудование (НКТ, фонтанная арматура, элементы заканчивания хвостовика и т.п.) должно обладать существенным запасом прочности, что отражается на стоимости скважины.

Если речь идет о ТРИЗ в условиях АВПД, то коллектора и неколлектора, как правило, мало отличаются по упругим свойствам из-за нивелирующего эффекта аномально высокого порового давления, что существенно повышает требования к точности построения 1D-геомеханической модели пласта и графику закачки проппанта.

Ключевыми критериями успешности выполнения МГРП в условиях АВПД ТРИЗ являются:

- качество и полнота исходной геолого-технической информации, используемой для построения 1D-геомеханической модели пласта [6];
- подбор оптимальной рецептуры жидкости разрыва (ЖГРП);
- моделирование оптимального графика закачки проппанта (рис. 2).

С технологическим вызовом интенсификации добычи ТРИЗ в условиях АВПД «НОВАТЭК» впервые столкнулся при бурении разведочной скважины Западно-Юрхаровского ГКМ в 2013 г. Новая вертикальная разведочная скважина должна была внести ясность в вопрос продуктивности глубоких юрских отложений с АВПД на месторождении и определить дальнейший потенциал залежи. Относимый к ТРИЗ пласт Ю2, имеющий коэффициент аномальности порового давления порядка 2,05, требовал решить вопрос возможности проведения соответствующими техническими службами интенсификации притока с помощью ГРП. Несмотря на то, что на момент проведения работ у большинства сервисных компаний ЯНАО, способных выполнять ГРП в сложных геологических условиях,

необходимое для этого оборудование отсутствовало, были разработаны и успешно выполнены организационные мероприятия по мобилизации флота ГРП с повышенной мощностью насосов (15000 psi).

В результате впервые в истории компании «НОВАТЭК» было успешно закачено 22 тонны проппанта повышенной прочности (100% от плана) в пласт с АВПД, что позволило уточнить недостающую геолого-техническую информацию для повышения качества моделирования ГРП в условиях АВПД и получить промышленный приток газа и конденсата. На практике была доказана техническая возможность реализации ГРП на юрских пластах с АВПД. Максимальное устьеовое давление при ГРП скважины составило порядка 90,4 МПа при расходе жидкости 3,4 м³/мин, что является самым высоким значением за всю историю проведения ГРП в компании «НОВАТЭК» (рис. 3).

Следующим преодоленным технологическим вызовом было производство многостадийного ГРП на пласт Ю2 в горизонтальной скважине. Здесь кроме трудностей, связанных с горизонтальным бурением в условиях АВПД, пришлось решать проблемы, обусловленные сложностью технической реализации МГРП. Проверкой на прочность новых технологических решений стала первая горизонтальная разведочная скважина Западно-Юрхаровского месторождения, в которой в 2017 г. было впервые выполнено 4-х стадийное ГРП, закачено (в целом) 207 т проппанта. Также впервые для МГРП на пласт Ю2 в режиме реального времени на поверхности осуществлялся пассивный микросейсмический мониторинг процесса развития ГРП, что позволило, на основе определения азимутов формирования трещин, оптимально сориентировать направление горизонтальных стволов проектной сетки бурения и размещения скважин на залежи.

Интегрированные подходы к обустройству месторождений

Реализация таких сложных проектов,

как «Ямал СПГ», была бы невозможна без изменения подхода к разработке месторождений и проектированию обустройства. В компании «НОВАТЭК» внедрен принцип интегрированного проектирования, где решается сопряженная задача поиска оптимального общего решения системы «пласт — скважины — система сбора — технология подготовки — экономика» [7].

Один из примеров интегрированного подхода к освоению месторождения уже был рассмотрен в предыдущей нашей статье [1], суть его заключалась в применении многофункциональных скважин при разработке тонких подгазовых нефтяных оторочек. Этот пример хорошо иллюстрирует возможности современных технологий по синергии нефтяных и газовых объектов в рамках одного месторождения.

Еще одним примером проектного решения, которое позволяет в некоторой степени управлять геологическими и технологическими рисками при освоении многопластовых месторождений, является сложная система внутрипромыслового сбора продукции скважин, основанная на выделении транспортных коридоров с различными рабочими характеристиками и системы технологических переемычек для оперативного изменения конфигурации системы при изменении показателей разработки (рис. 4).

Данная система позволяет максимально эффективно использовать транспортные мощности на каждом этапе жизни месторождения, при этом обеспечивая полный контроль отборов целевых компонентов. Подобное проектное решение было применено на месторождении, являющимся ресурсной базой завода «Ямал СПГ», для которого управление составом и объемом поступающего сырья представляло первостепенную задачу.

Одним из перспективных направлений развития инфраструктурных решений является внедрение блочно-модульных технологий высокой заводской готовности

при освоении «сложных» месторождений углеводородов. Такой подход позволяет существенно сократить сроки и стоимость доставки и строительства объектов, а также упрощает процедуры монтажа и пуско-наладки оборудования. Сейчас в компании «НОВАТЭК» прорабатываются и реализуются варианты блочно-модульных конструкций для технологий комплексной подготовки газа, регенерации метанола, кустовых компрессорных станций, газо- и водоподготовки и т.д. (рис. 5).

Комплексные и продуманные решения по обустройству месторождений позволяют повысить автономность производств и сократить потребность в обслуживающем и эксплуатирующем персонале. Уже сегодня «НОВАТЭК» внедряет на своих объектах малолюдные технологии, примером может служить установка комплексной подготовки газа (УКПГ) на Северо-Ханчейском месторождении, которая не требует постоянного присутствия персонала. Добиться этого позволяет высокий уровень автоматизации всех составляющих производственного процесса, использование автономных источников энергоснабжения за счет возобновляемых источников энергии (ветрогенераторы и солнечные панели), использование энергосберегающих технологий, блочно-модульные технологии и т.д. Данный опыт планируется транслировать на новые инфраструктурные проекты при разработке месторождений севера Ямало-Ненецкого АО.

Комплексный подход к планированию и строительству скважин

Обеспечение непрерывной эксплуатации месторождений и роста производственных показателей требует постоянного поиска оптимальных решений и применения новых технологий бурения на производственных объектах компании «НОВАТЭК». В связи с этим, ведется непрерывная работа по оптимизации конструкций скважин с учетом текущих показателей объектов эксплуатации, применяются новые технологии бурения и заканчивания, все большую актуальность приобретает бурение скважин с большим отходом. Главными преимуществами новых подходов являются получение доступа к ТРИЗ, а также оптимизация положения устья скважины, что обеспечивает экономический эффект как на стадии начального планирования, так и на стадии добычи. Для успешного решения перечисленных задач необходимо применение комплексного подхода, включающего подготовку, планирование, контроль исполнения, и оценку качества результата. Кроме того, комплексный подход подразумевает наличие тесного взаимодействия научно-экспертных подразделений на всех этапах строительства скважины.

Начатая в 2014 г. в компании «НОВАТЭК» совместная работа служб инжиниринга и супервайзинга по основным направлениям эффективности бурения,

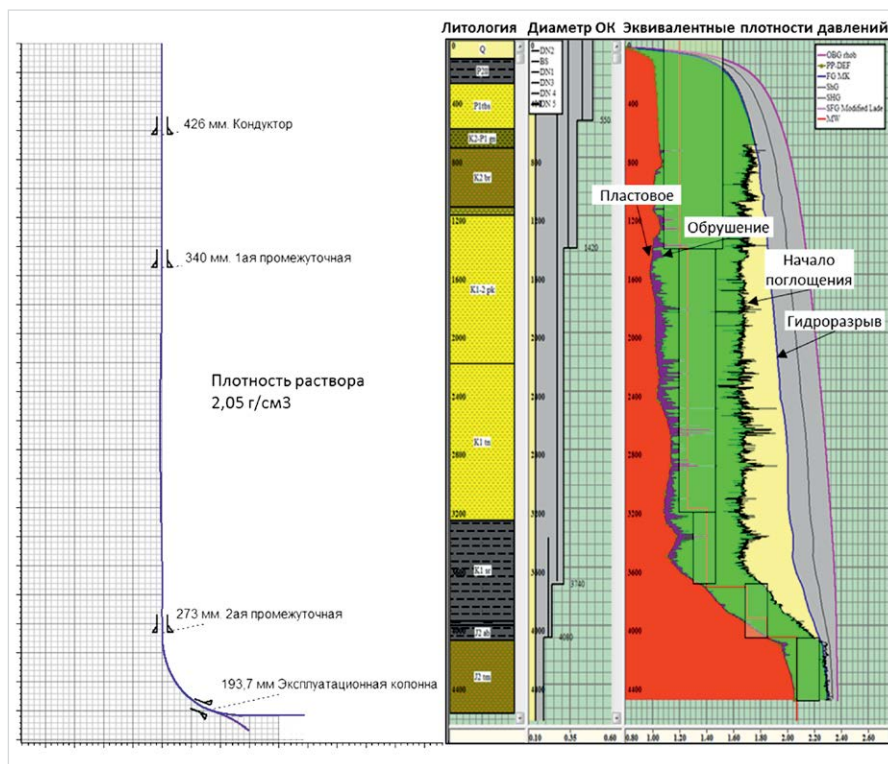


Рис. 7 — Принципиальная схема строительства глубокой разведочной горизонтальной скважины

Fig. 7 — Schematic diagram of the construction and drilling of a deep horizontal exploration well

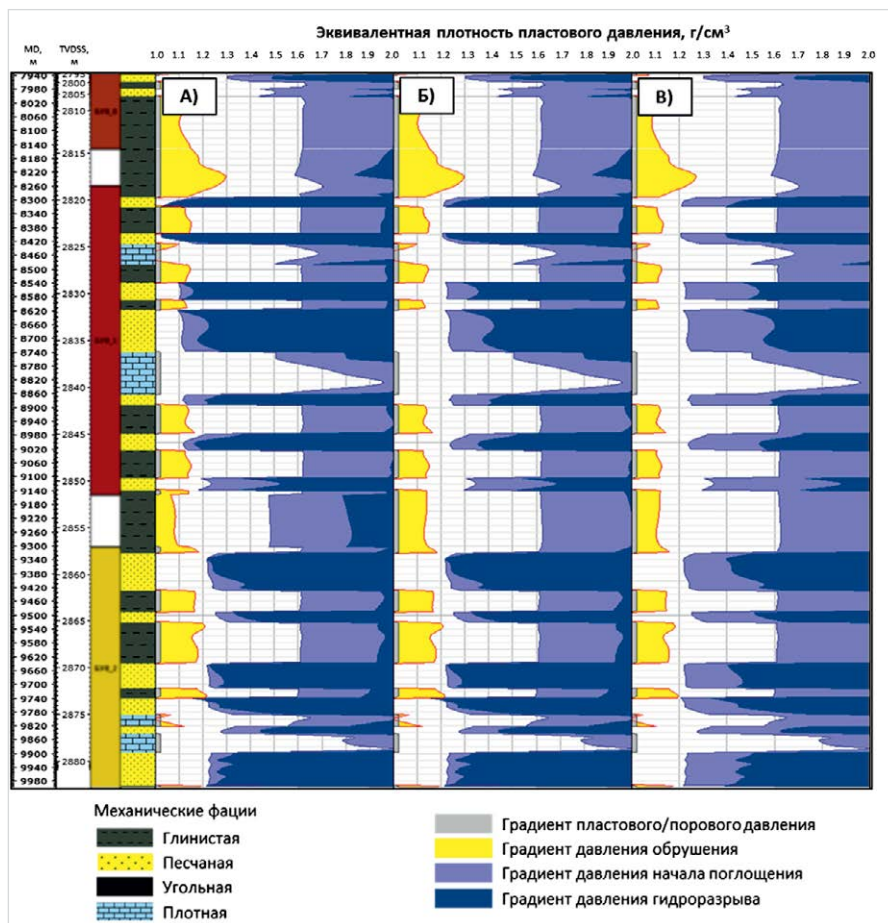


Рис. 8 — Графики совмещенного давления для эквивалентной плотности пластового давления в целевом пласте: А) 0.3 г/см³, Б) 0.5 г/см³, В) 0.7 г/см³

Fig. 8 — Combined pressure plots for equivalent reservoir pressure density in the target formation: А) 0.3 g/cm³, В) 0.5 g/cm³, С) 0.7 g/cm³

обеспечила существенное сокращение потерь за счет непроизводительного и скрытого непроизводительного времени, повысила скорость проходки на основе использования лучших технологий и оптимизации режимов бурения, привела к рекордным показателям производительности в условиях высоких температур и АВПД продуктивных пластов ачимовской группы.

Недостижимые ранее ввиду высоких давлений, температур, и технологических ограничений горизонтальные участки длиной 1500 м теперь бурятся за один рейс с последующим удачным спуском хвостовика с оснасткой МГРП. В этой связи стоит упомянуть об удачно завершеном сложном проекте, реализованном на Юрхаровском месторождении – бурении скважин с большим отходом от вертикали в соотношении 2,5:1 с финальным забоем более 7400 м (рис. 6).

В 2016 г. завершено строительство разведочной, самой глубокой горизонтальной скважины в регионе на юрские продуктивные горизонты, которые осложнены не только экстремальными температурами и давлениями, но и сложными логистическими схемами ввиду автономности проекта и особых требований к оборудованию. Строительство скважины проходило в узком диапазоне безопасного окна бурения. Задачи данного проекта требовали нестандартных решений, которые были выработаны и успешно реализованы (рис. 7).

С 2015 г. начата работа по проверке и контролю проектной документации, внесению изменений в рамках существующих требований проекта, подготовке технических заданий, учитывающих решения проектной документации, текущие производственные задачи.

В 2017 г. стартовало новое инженерное направление в области геомеханического моделирования, что расширяет возможности предпроектной проработки, оценки рисков, принятия правильных решений. Применение геомеханического моделирования при проектировании скважин позволяет заблаговременно оценивать имеющиеся риски и разрабатывать планы мероприятий для предотвращения осложнений при бурении. Результаты геомеханического моделирования (рис. 8) могут быть использованы для оптимизации конструкций и траекторий скважин, подбора оптимальных весов бурового раствора и определения безопасного окна давлений (пределы для эквивалентной циркуляционной и статической плотности бурового раствора). Стоит также отметить, что геомеханическая модель в дальнейшем обновляется по результатам бурения. В свою очередь, обновленная модель затем используется как для проектирования последующих скважин, так и разработки дизайна ГРП (в части упруго-прочностных свойств и напряжений).

Собственное геологическое сопровождение бурения в режиме реального

времени (геонавигация) позволяет принимать эффективные решения при проводке эксплуатационных скважин. Привлечение при строительстве скважин собственных специалистов в смежных областях позволяет снизить количество аварий, заложенных на этапе подготовки к строительству, а также принимать оперативные решения совместно с инженерными расчетами при производстве работ.

Постоянная работа с сервисными компаниями, проведение аналитической работы по ключевым показателям, организация совещаний с целью принятия совместных решений по увеличению эффективности, оценка рисков при проведении работ позволяют неуклонно снижать затраты на строительство скважин наряду с увеличением ключевых показателей.

Итоги

Внедрение прогрессивных технологий бурения и заканчивания, геомеханического моделирования, оптимизации конструкции скважин, контроля строительства скважин с помощью удаленного супервайзинга, позволяют неуклонно снижать затраты на строительство скважин наряду с увеличением ключевых показателей в условиях высоких температур и АВПД, а также делают доступным бурение скважин с большим отходом от вертикали глубиной более 7 км.

МГРП в горизонтальных скважинах на ТРИЗ с АВПД — это не столько метод интенсификации, сколько метод заканчивания горизонтальных скважин и разработки залежей, позволяющий минимизировать количество дорогостоящих скважин и получить экономически эффективный вариант. Развиваясь по принципу «от простого к сложному» с учетом передового российского и международного опыта производства ГРП в аналогичных геологических условиях, компания «НОВАТЭК» на сегодняшний день успешно реализует проекты, связанные с разработкой ТРИЗ юрских пластов с АВПД. Применяемый в «НОВАТЭК» подход интегрированного проектирования позволяет с высокой степенью точности прогнозировать производственные показатели, учитывать взаимовлияние всех компонентов системы добычи от пласта до сбора и транспортировки углеводородов, а значит эффективно планировать, управлять, оперативно принимать оптимальные решения. Другие прогрессивные технологии обустройства, такие как: сложная система внутривнепромыслового сбора продукции скважин, внедрение блочно-модульных технологий высокой заводской готовности, малолюдные технологии — позволяют существенно повысить транспортные мощности, сократить сроки и стоимость строительства объектов, повысить автономность производств и сократить потребность в персонале.

Отработанные технологии и накопленный опыт позволяет компании транслировать их на новые инфраструктурные проекты

при разработке месторождений севера Ямало-Ненецкого АО.

Выводы

Существуют значительные резервы повышения эффективности освоения недр крайнего севера Западной Сибири, которые могут быть реализованы на основе комплексного, многофункционального подхода к управлению проектами геологоразведки и разработки [1], добычи, освоения и эксплуатации месторождений.

В будущем восполнение и расширение ресурсной базы крайнего севера будет осуществляться как за счет вовлечения новых (в особенности прибрежных) территорий с традиционными резервуарами, так и включения в разработку резервуаров, попадающих в категорию ТРИЗ (континентальные меловые пласты, ачимовка, юра, триас, палеозой).

Для обеспечения экономически эффективного освоения недр наиболее рациональным представляется соблюдение баланса между интенсивным (нетрадиционные резервуары и ТРИЗы) и экстенсивным (новые территории) путями восполнения и расширения ресурсной базы.

Литература

1. А.В. Язьков, Ю.Н. Долгих, А.А. Куркин, А.З. Насибуллин, Л.М. Кадочникова, Я.В. Кузнецова, П.И. Елисеев, П.А. Кудрин, М.С. Григорьев. Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: геологоразведка и разработка // Экспозиция Нефть и Газ. 2019. №4. С. 15–20.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Часть 1. Геологические модели). М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 164 с.
3. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. М.: Минтопэнерго РФ, 2000. 130 с.
4. Gibling M.R. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification. Journal of Sedimentary Research, 2006, issue 76, pp. 731–770.
5. Reynolds A.D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. AAPG Bulletin, 1999, vol. 83, issue 2, pp. 211–229.
6. Елисеев П.И., Шорохов А.Н., Язьков А.В., Команько П.М. Сравнительный анализ методик геомеханического моделирования гидравлического разрыва пласта // Экспозиция Нефть и Газ. 2016. №5. С. 23–27.
7. Язьков А.В., Кудрин П.А. Интегрированные подходы к освоению месторождений компании ПАО «НОВАТЭК» на разных стадиях реализации // Газовая промышленность. 2016. № 12. С. 30–41.

Methodological and technological challenges in hydrocarbon exploitation of northern West Siberia fields: production and facility construction

Authors

Alexey V. Yazkov — Ph.D., deputy general director for development; ayazkov@gmail.com

Yuriy N. Dolgikh — Sc.D., scientific secretary; YNDolgikh@novatek.ru

Aleksandr A. Kurkin — senior expert; aleksandrkurkin88@yandex.ru

Artur Z. Nasibullin — head of directorate

Liliya M. Kadochnikova — Ph.D., senior expert; LMKadochnikova@novatek.ru

Yana V. Kuznetsova — Ph.D., senior expert; YVKuznetsova@novatek.ru

Petr I. Eliseev — head of department; eliseev@novatek.ru

Pavel A. Kudrin — director of department; Kudrin@novatek.ru

Maksim S. Grigor'ev — deputy general director for drilling; MSGrigoriev@novatek.ru

“NOVATEK STC” LLC, Tyumen, Russia

Abstract

In 2010, the Government of the Russian Federation adopted a comprehensive plan for the development of liquefied natural gas (LNG) production in the Arctic part of Western Siberia. “NOVATEK” company is one of the key responsible for the implementation of the state plan. Implementing such major projects as “Yamal LNG”, “Arctic LNG 1, 2, 3”, the company has faced a number of technological challenges. The answers to these challenges enabled us to acquire considerable experience and knowledge, which is necessary for the technological development of not only our company, but also for the whole fuel and energy complex of the country. The article briefly highlights the problems and main achievements of “NOVATEK” in the technologies of exploitation and field facilities construction. The most promising ways to increase the hydrocarbons development efficiency in the Extreme North are proposed.

Materials and methods

Production stimulation, integrated approaches to field development and complex approach to well planning, construction and drilling

Keywords

integrated approach, hydraulic fracturing, facility construction, drilling, tight reserves, LNG, overpressure.

Results

The introduction of advanced technologies of drilling and well completion, geomechanical modeling, optimization of wells construction, monitoring of drilling via remote supervising allow us: to steadily reduce the cost of well construction, to increase key indicators, and to drill wells with considerable vertical deviation with depth of more than 7 km, under the conditions of high temperatures and high overpressure.

Multistage hydraulic fracturing in horizontal wells in tight reservoirs with overpressure is not so much a stimulation method as the method of horizontal wells completion and reservoir development, a method that enables to minimize the number of expensive wells and to obtain a cost-effective option. “NOVATEK” company today successfully implements projects related to the development of tight reserves of Jurassic reservoirs with overpressure, going forward on a “from simple to complex” basis, taking into account leading Russian and international experience in the production of hydraulic fracturing in similar geological conditions. The integrated design approach used by “NOVATEK” enables to predict performance indicators precisely, to take into account the interaction of all components of the production system from the reservoir to the gathering and transportation of hydrocarbons, and thus to effectively plan, manage, and make optimal decisions quickly.

Other advanced technologies, such as: a complex system of in-field gathering of wells production, the introduction of block-modular, fully shop-assembled technologies, minimal manning technology – can significantly increase transport capacity, reduce the time and cost of construction, increase the autonomy of production and reduce the recruitment need. The established technologies and accumulated experience allow the company to transfer them to the new field development projects in the North of Yamal-Nenets Autonomous district.

Conclusions

There is significant potential for improving the efficiency of hydrocarbon resources development of the far North of Western Siberia, which can be implemented on the basis of an integrated, multifunctional approach to the management of exploration and development [1], production, facility construction and exploitation of deposits. In the future, the replenishment and increase of resources of the far North will be carried out through the involvement of new (especially coastal) areas with conventional reservoirs, and new tight reserves (the continental Cretaceous strata, Achimov, Jurassic, Triassic, Paleozoic intervals). In order to ensure cost-effective hydrocarbon development, one should maintain a balance between intensive (unconventional and tight reservoirs) and extensive (new territories) ways of replenishing and expansion of resource potential.

References

1. A.V. Yaz'kov, Yu.N. Dolgikh, A.A. Kurkin, A.Z. Nasibullin, L.M. Kadochnikova, Ya.V. Kuznetsova, P.I. Eliseev, P.A. Kudrin, M.S. Grigor'ev. *Metodicheskie i tekhnologicheskie vyzovy pri osvoenii mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri: geologorazvedka i razrabotka* [Methodological and technological challenges in hydrocarbon exploitation of northern West Siberia fields: exploration and development]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, pp. 15–20.
2. Metodicheskie ukazaniya po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy (Chast' 1. Geologicheskie modeli) [Guidelines for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields (Part 1. Geological models)]. Moscow: OAO «VNIIOENG», 2003, 164 p.
3. Reglament po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. RD 153-39.0-047-00 [Regulations on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields. RD 153-39.0-047-00]. Moscow: Mintopenergo RF, 2000, 130 p.
4. Gibling M.R. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification. Journal of Sedimentary Research, 2006, issue 76, pp. 731–770.
5. Reynolds A.D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. AAPG Bulletin, 1999, vol. 83, issue 2, pp. 211–229.
6. Eliseev P.I., Shorokhov A.N., Yaz'kov A.V., Koman'ko P.M. *Sravnitel'nyy analiz metodik geomekhanicheskogo modelirovaniya gidravlicheskogo razryva plasta* [Comparing analysis for different approaches of geomechanical modeling to design hydraulic fracturing]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 5, pp. 23–27.
7. Yaz'kov A.V., Kudrin P.A. *Integrirovannye podkhody k osvoeniyu mestorozhdeniy kompanii PAO «NOVATEK» na raznykh stadiyakh realizatsii* [Integrated approach to Novatek reservoir development at different realization stages] Gazovaya promyshlennost', 2016, issue 12, pp. 30–41.