



Р.Г. Облеков
Сахалин Энерджи¹
технический директор



А.М. Парфенов
Сахалин Энерджи¹
заместитель руководителя департамента
□ начальник управления



С.В. Кириченко
Сахалин Энерджи¹
начальник отдела по согласованию
и прогнозированию



Д.В. Глущенко
канд. геол.-мин. наук
Сахалин Энерджи¹
начальник отдела геологического
моделирования и подсчета запасов



А.И. Шалиев
Сахалин Энерджи¹
ведущий инженер по разработке
нефтяных и газовых месторождений

Особенности применения новой классификации запасов в условиях морской разработки месторождений на опыте «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

¹Нефтегазовая компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.». Россия, 693020, Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, 35.

Статья посвящена опыту, полученному компанией «Сахалин Энерджи» (оператор проекта «Сахалин-2») в рамках пилотной работы по переходу на новую классификацию запасов, проведенной совместно с ФБУ «ГКЗ» в 2015 г. Представлена структура проекта «Сахалин-2», особенности разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения и технологические решения, принятые в рамках планирования разработки с учетом новой классификации запасов

Ключевые слова: проект Сахалин-2; сжиженный природный газ; нефтяная оторочка; добыча; платформа; скважина; классификация запасов

Проjekt «Сахалин-2» – первый международный проект по освоению нефтяных и газовых месторождений на шельфе о. Сахалин. Освоение Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазоконденсатных месторождений осуществляется в соответствии с соглашением о разделе продукции по проекту «Сахалин-2», заключенным

между Правительством РФ, администрацией Сахалинской области (в настоящее время – Правительство Сахалинской области) и компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» 22 июня 1994 г.

Акционерами «Сахалин Энерджи» в настоящее время являются:

– ПАО «Газпром» – 50% плюс одна акция;

– англо-голландский концерн *Shell* – 27,5% минус одна акция;

– японские группы *Mitsui* – 12,5% и *Mitsubishi* – 10% акций.

Основным источником природного газа для завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) на проекте «Сахалин-2» является уникальное нефтегазоконденсатное месторождение Лунское.

В 2006 г. на Лунском месторождении была установлена морская добывающая платформа «Лунская-А» (ЛУН-А), оборудованная стационарной буровой установкой. Платформа представляет собой железобетонное основание гравитационного типа, в одной из опор которого имеются 27 буровых окон. На основании установлено верхнее строение платформы, включающее технологический и жилой модули, а также буровой комплекс. Сбор добываемой продукции из скважин платформы производится посредством двух технологических линий, каждая из которых соединена с подводным многофазным трубопроводом диаметром 762 мм, по которому углеводородный поток поступает на объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК), расположенный на берегу в 22 км от платформы. На ОБТК производится разделение газообразных и жидких углеводородов, а также отделение попутной воды. Углеводороды после их подготовки смешиваются с газом и нефтью, поступающими с Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, для дальнейшей их транспортировки по системе наземных магистральных трубопроводов (диаметром 1219,2 мм для газа и 609,6 мм для нефти/конденсата, и общей протяженностью в одноконтурном исполнении – около 1600 км) через две насосно-компрессорные станции до завода по производству СПГ и терминала отгрузки нефти (ТОН), расположенных на юге о. Сахалин в районе бывшего поселка Пригородное.

На заводе по производству СПГ производятся работы по дополнительной дегидратации и сжижению газа с последующей отгрузкой СПГ в специализированные суда (танкеры). Подготовленная к отгрузке нефть по морскому трубопроводу подается на выносное причальное устройство (ВПУ), расположенное на расстоянии около 5 км от берега, и отгружается в танкеры.

Природные и технологические ограничения

Природные условия, в которых ведется бурение скважин и эксплуатация месторождений проекта «Сахалин-2», нетипичны для российских нефтегазодобывающих компаний. Главной особенностью является то, что разработка место-

рождений осуществляется со стационарных ледостойких платформ, установленных в Охотском море с суровой ледовой обстановкой, которая значительно затрудняет навигацию в течение 6–7 месяцев в году.

Снабжение платформ осуществляется с о. Сахалин, что требует тщательного логистического планирования вследствие большой удаленности объектов как от инфраструктуры острова, так и от материковой части РФ. Доставка высокотехнологического оборудования может занимать более 9 месяцев. Большинство оборудования, используемого на проекте, является уникальным, произведенным по специальному заказу с определенными спецификациями, и часто – с длительным сроком изготовления. Полный цикл работ по замене или ремонту оборудования может достигать 12–15 месяцев. Объединенный график строительства скважин, проведения ремонтных работ и обслуживания оборудования планируется не менее, чем на один год и представляет последовательность различных технологических операций, которые чередуются в зависимости от приоритетности и ограничений по количеству жилых мест на платформе. Вследствие этих причин график практически невозможно оперативно изменить, и все работы должны быть спланированы с точностью до дней.

При морской эксплуатации месторождений с добывающих платформ существуют определенные ограничения в объеме оборудования, которое возможно установить на платформу, и в количестве доступных буровых окон под строительство эксплуатационных скважин. Это, в совокупности с необходимостью делить жилые места между целями строительства скважин и операционной деятельности по добыче углеводородов, накладывает определенные ограничения на освоение месторождений.

Перечень ограничений для Лунского месторождения следующий:

– платформа ЛУН-А имеет одну буровую установку и 27 буровых окон;

– в связи с конструктивными особенностями платформы и наличием одной буровой установки одновременное проведение бурения, капитального ремонта и геофизических исследований скважин невозможно. Проведение внутрискважинных работ, не связанных с использованием буровой установки, также в ряде случаев ограничено;

– ограничения по количеству спальных мест и средств экстренной эвакуации. Необходимость планировать поочередное проведение бурения, освоения, строительно-монтажных работ, ремонтов скважин и промысловых геофизических исследований также обусловлено максималь-

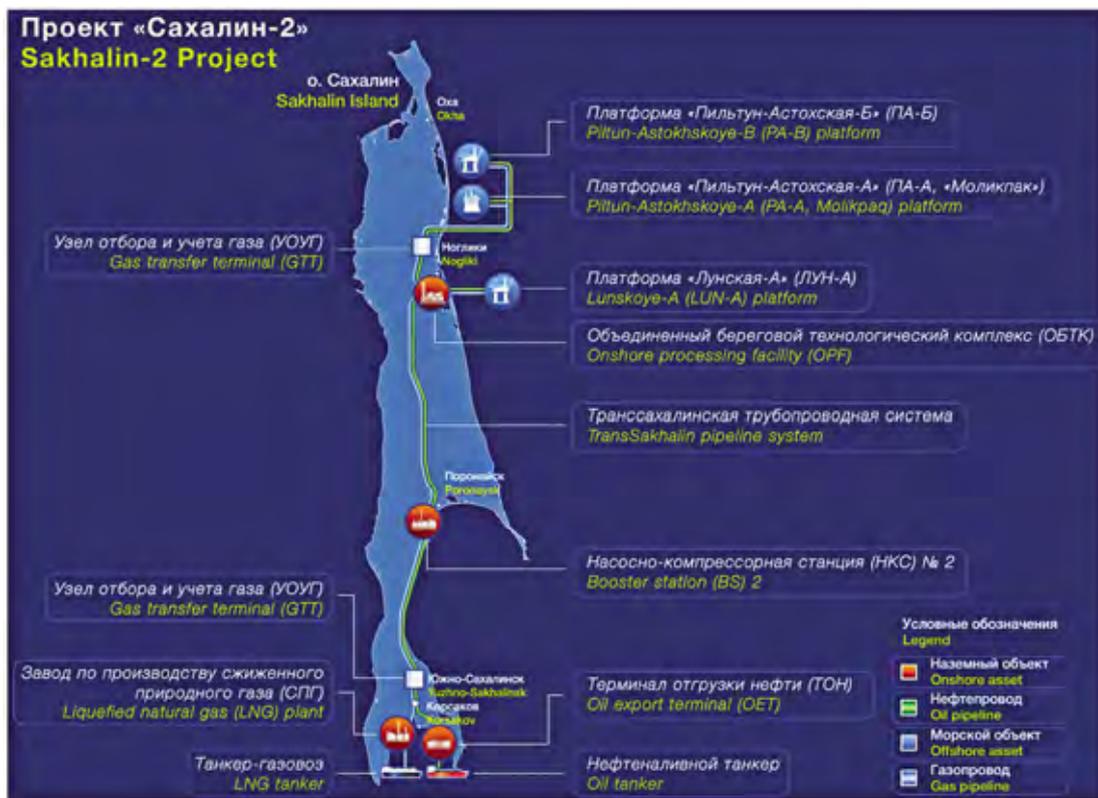


Рис. 1.
Общая схема проекта «Сахалин-2»

ным количества персонала, которой может одновременно находиться на платформе;

- максимальный суточный экспорт газа с платформы;

- максимальный суточный экспорт жидкости;

- производительность системы обработки и закачки попутной воды;

- проектная производительность завода по производству СПГ, которая отражает средний показатель за 8-летний период, что связано с проектным циклом технического обслуживания газовых турбин, требующих планово-предупредительных ремонтов с различной продолжительностью. Производительность завода по производству СПГ основана на данных по надежности оборудования завода, молекулярном весе поставляемого на завод газа, а также среднемесячной температуре, т.к. на процесс производства СПГ температура окружающей среды оказывает большое влияние;

- с целью обеспечения надежности поставок газа на завод по производству СПГ на платформе ЛУН-А обязательно наличие резервного объема добычи газа в размере производительности двух основных скважин. Данный объем позволяет выполнять обязательства компании по бесперебойной подаче природного газа на завод по

производству СПГ и отгрузке законтрактованных партий СПГ потребителям в случае остановки газовых скважин по тем или иным причинам;

- уровни добычи газа по Лунскому месторождению определяются технологической схемой разработки, потребностью завода по производству СПГ в осенне-зимний период эксплуатации с учетом добычи нефти и газа на Пильтун-Астохском месторождении и поставками газа РФ в счет доли российской стороны в проекте «Сахалин-2».

Лунское нефтегазоконденсатное месторождение и история проектных решений с учетом «Классификации запасов – 1983»

Лунское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на шельфе Охотского моря у северо-восточных берегов о. Сахалина в 12–15 км восточнее широты северного замыкания Лунского залива. Глубина моря в пределах лицензионного участка составляет 35–60 м. Лунская структура, к которой приурочено нефтегазоконденсатное месторождение, расположена в Ныйской антиклинальной зоне. Вскрытый на месторождении скважинами геологический разрез представлен отложениями нутовского, окобыкайского и дагинского горизонтов, с составом, близким для аналогов на суше дагинско-катанглийского района Се-

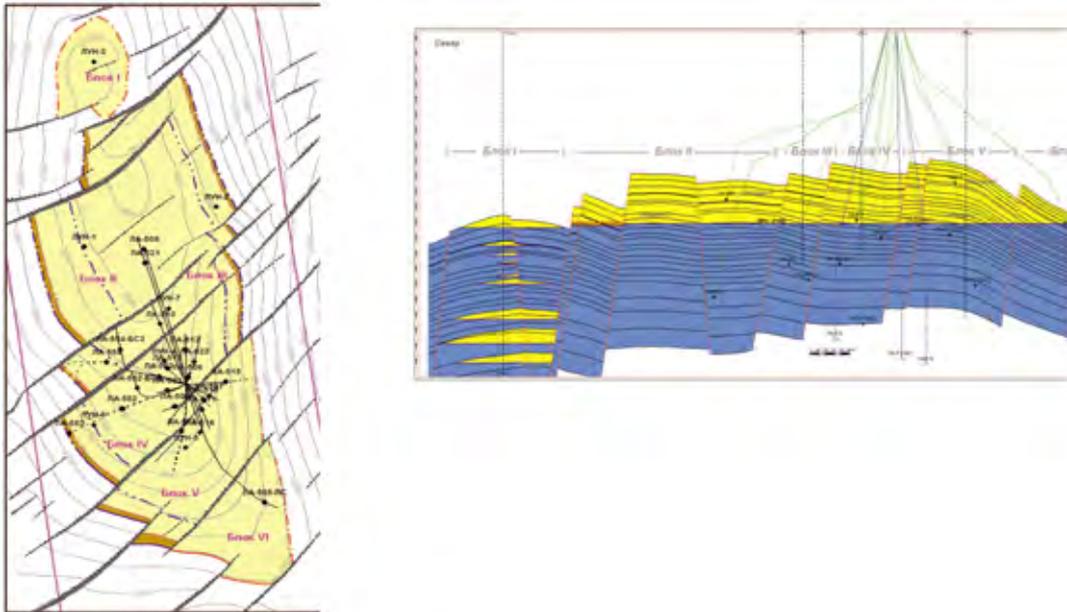


Рис. 2.
Структурная карта по кровле первого продуктивного пласта и геологический разрез Лунского нефтегазоконденсатного месторождения

веро-Сахалинского бассейна и прилегающей шельфовой зоны.

Продуктивными на месторождении являются песчано-алевролитно-глинистые отложения дагинского горизонта.

Лунская структура по кровле дагинского горизонта представляет собой крупную асимметричную, пересеченную разрывами антиклиналь, развитую сбросами северо-восточного простирания.

Месторождение содержит две массивно-пластовые залежи газа и конденсата, верхняя из которых приурочена к пластам I–IV и местами содержит нефтяную оторочку высотой от 17 до 30 м, нижняя – газоконденсатная – приурочена к пластам V–XII.

В пределах северного блока I установлено наличие 12 самостоятельных газоконденсатных залежей (пласты I–XVII).

Первым проектным документом по Лунскому месторождению является «Технологическая схема разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения», утвержденная ЦКР Минэнерго РФ протоколом № 2784 от 11.12.2001. Структура запасов месторождения подразумевала наличие гидродинамически изолированных 6 тектонических блоков и 12 пластов (имеющаяся в некоторых блоках нефтяная оторочка приурочена к 4 верхним пластам).

Основными положениями первой технологической схемы разработки являлись комплексная доразведка и разработка газоконденсатных

и нефтегазоконденсатных залежей путем эксплуатации одного (единого) объекта разработки на естественном режиме 23 газовыми скважинами, включая резервные и дополнительные стволы из нефтяных скважин, и 11 нефтяными скважинами. Для размещения бурового шлама предусматривалось бурение 2 специальных скважин.

Режим эксплуатации газовых скважин – фонтанный, нефтяных – фонтанный с последующим подключением внутрискважинного газлифта. Кроме того, было утверждено проведение опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки западного крыла тектонического блока IV, по результатам которой предполагалось установить промышленную ценность нефтяной оторочки и принять решение о доразведке и разработке нефтяной оторочки.

Выполненный объем геологоразведочных и научно-исследовательских работ с 2002 по 2008 г. позволил максимально точно оценить широкий спектр неопределенностей геологического строения и определить последовательность освоения месторождения для снижения рисков бурения и эксплуатации скважин.

В 2008 г. была подготовлена и утверждена ЦКР Роснедра «Программа доразведки и изучения добывных возможностей нефтяной оторочки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения в процессе эксплуатационного разбуривания» (далее – «Программа доразведки»). В Протоколе ЦКР отмечалась низкая степень

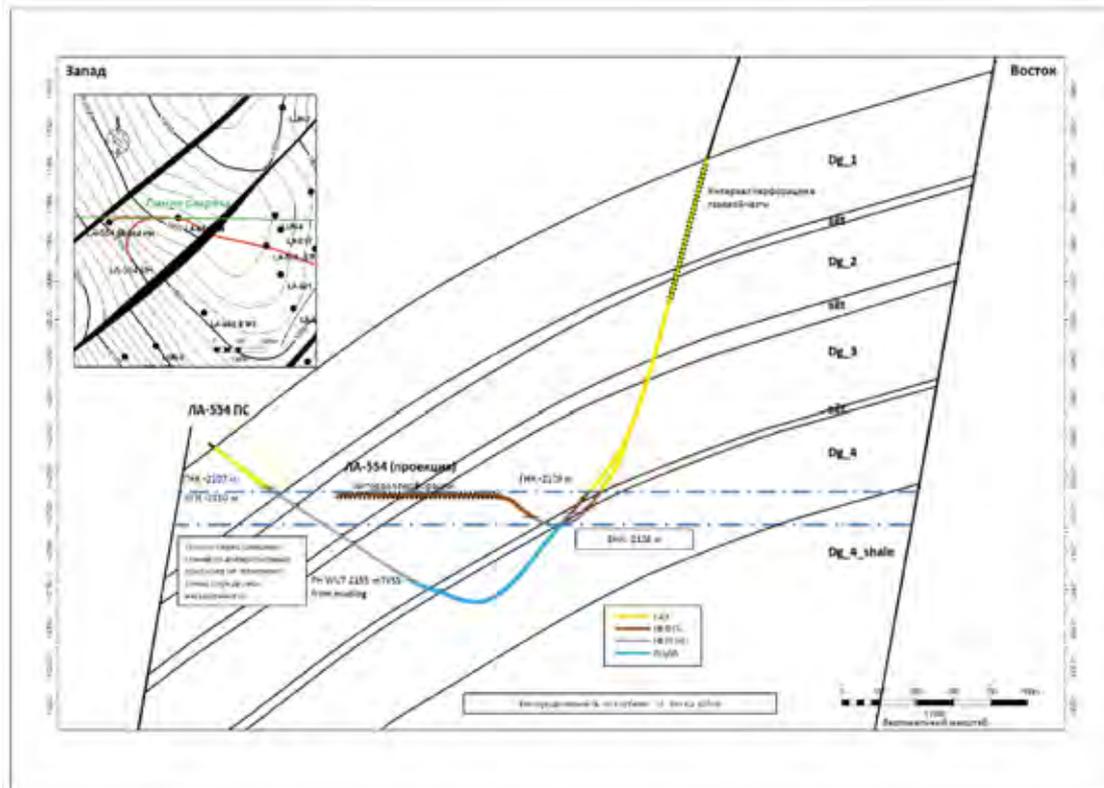


Рис. 3.
 Траектория пилотного ствола и проекция эксплуатационного ствола скв. ЛА-554, пробуренной на западный фланг блока III

изученности нефтяной оторочки на момент защиты, выраженная в том, что:

- нефтяные пласты были вскрыты только тремя разведочными скважинами; запасы нефти нефтяной оторочки на 91% классифицированы по категории C_2 (Классификация 1983 г.);
- наличие нефти доказано по результатам испытаний пластов на бурильной колонне только в блоке II восток и блоке IV запад;
- положение водонефтяных и газонефтяных контактов по большинству залежей и блоков прямыми методами не подтверждены и приняты по аналогии.

«Программа доразведки» была разработана с целью уточнения геологического строения залежи и свойств флюидов, физико-гидродинамических характеристик нефтяной оторочки для переоценки геологических и извлекаемых запасов, оценки добывных возможностей скважин и конечного нефтеизвлечения в условиях разработки газовой части залежи. «Программой доразведки» было предусмотрено бурение опытной скважины ЛА-552 на западном крыле блока IV, включая программу опытно-промышленных работ, уточнение структуры резервуара и фильтрационно-емкостных свойств, бурение зависимых нефтяных скважин на других блоках месторождения по совокупным результатам

предшествующих нефтяных скважин, контроль разработки в газовых, нефтяных скважинах, а также в скважинах для закачки попутной воды и утилизации отходов бурения.

Согласно утвержденной технологической схеме разработка месторождения должна была осуществляться по стадиям:

- первая стадия предусматривала бурение и ввод в эксплуатацию 11 эксплуатационных газовых скважин для обеспечения газом двух технологических линий завода по производству СПГ и одной эксплуатационной нефтяной скважины на западном крыле блока IV;
- на второй стадии после достижения необходимого уровня поставки газа с Лунского месторождения на завод по производству СПГ и поддержания пикового уровня планировалось приступить к реализации «Программы доразведки»;
- третья стадия предусматривала зарезку боковых стволов в 11 нефтяных скважинах, для перевода их на добычу природного газа после завершения разработки нефтяной оторочки и ввод дожимной компрессорной станции на берегу для продления периода постоянных отборов газа с месторождения и стабильных поставок газа на завод по производству СПГ;
- четвертая стадия включала бурение 2 газовых скважин в северной части блока II с плат-

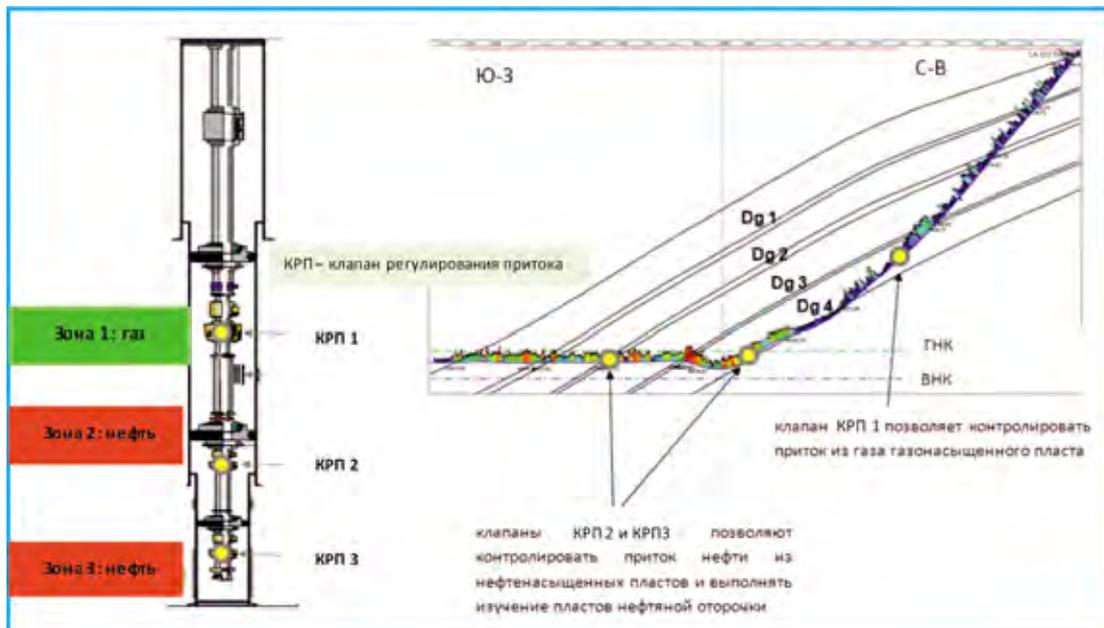


Рис. 4.
Концепция заканчивания скважины ЛА-552, пробуренной на западный фланг Блока IV

формы ЛУН-А, который содержит небольшие изолированные залежи газа, а также одной газовой скважины подводно-устьевое комплекса на тектоническом блоке I.

В 2008 г., на основании обобщения и переработки сейсмических данных была пересмотрена геологическая модель месторождения и произведено укрупнение подсчетных объектов. В пределах тектонических блоков II–VI в Объект № 1 были включены пласты с I по IV, в Объект № 2 – пласты с V по XII. Суммарные запасы нефти, газа и конденсата оставлены без изменений. Проектный документ не обновлялся.

В 2010 г. предоставлены в ФБУ «ГКЗ» в рамках оперативного пересчета, уточнены запасы газа и газового конденсата в пределах блоков II–VI. Запасы нефти и растворенного газа остались без изменения. Основанием для пересмотра запасов были начало разработки и бурение 4 новых скважин, обновление петрофизической модели. Проектный документ не обновлялся.

С 2010 по 2012 гг. были пробурены 2 эксплуатационные и 1 специальная скважины. Пилотные стволы этих скважин изучили строение и характеристики нефтяной оторочки в трех блоках месторождения. На основании полученных данных бурения и эксплуатации скважин в 2013 г. утверждены запасы нефти и растворенного газа в пределах трех блоков месторождения. С учетом новых запасов нефти и опыта эксплуатации скважин нефтяной оторочки составлено и утверждено Дополнение к технологической схеме разработки.

В рамках утвержденного дополнения были представлены результаты проведенной доразведки и опытно-промышленной разработки нефтяной оторочки с обоснованием несостоятельности ожидавшихся объемов нефти. При этом на балансе числились существенные запасы нефти категории C_2 (по Классификации 1983 г.), утвержденная программа доразведки которых предусматривала бурение еще 8 разведочных скважин. В связи с этим ЦКР Роснедра рекомендовала составить полный пересчет запасов и технологическую схему разработки с учетом результатов доразведки и опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки и предоставить в ФБУ «ГКЗ».

Пилотный проект по апробации «Новой классификации запасов» в 2015 г. Оптимизация проектных решений

Компания «Сахалин Энерджи» – одна из немногих, участвовавших в апробации «Новой классификации запасов» в 2015 г. В рамках проделанной работы были использованы методология и требования новой классификации, но при этом структура запасов оставалась прежней, т.е. на основе классификации запасов 1983 г. Основанием для пересчета запасов и коэффициентов извлечения нефти Лунского нефтегазоконденсатного месторождения стали следующие доводы:

1. Результаты доразведки и эксплуатации скважин нефтяной оторочки, которые свидетельствуют об отсутствии повсеместного распространения нефтяной оторочки и невозмож-



Рис. 5.
Поверхностные пробы скважины ЛА-554

ности достижения ранее утвержденных коэффициентов извлечения нефти как по отдельным участкам залежи, так и в целом по месторождению.

2. Протокол ЦКР Роснедра, в постановляющей части которого рекомендовано представить на государственную экспертизу «Пересчет запасов газа, конденсата и нефти с технико-экономическим обоснованием коэффициентов извлечения конденсата и нефти Лунского нефтегазоконденсатного месторождения».

В рамках первого этапа для объективной оценки качества и эффективности выполненных работ по доразведке и опытно-промышленных работ по нефтяной оторочке, а также примененных в ходе этих работ средств и исследований, технологических и экономических расчетов, было принято решение вынести рассмотрение этого вопроса на Экспертно-Технический Совет (ЭТС) ФБУ «ГКЗ».

Были рассмотрены результаты бурения, данные ГИС и анализ разработки по трем скважинам. Скважины, вскрывшие нефтяную оторочку, пробурены в два этапа. На первом этапе бурились пилотные стволы с обширной программой исследования. Задачей пилотных стволов было установление геометрических и фильтрационно-емкостных характеристик участка нефтяной оторочки. На втором этапе бурился эксплуатационный ствол, задачей которого было обеспечить максимальный охват и эффективность выработки запасов.

В результате бурения пилотных стволов было доказано, что толщина и наличие нефтяной оторочки изменяются от одного тектонического блока к другому. Установлено, что в блоке IV оторочка имеет 30 м толщины, в блоке II – 17 м (рис. 3), а в блоке V нефтяная оторочка отсутствует.

Измерения пластовых давлений во всех 3 скважинах зафиксировали падение начального пластового давления, как в газо- и нефтенасыщенных зонах, так и в подстилающей водонасыщенной зоне пласта, что свидетельствует об устойчивой гидродинамической связи нефтяной оторочки с основной газовой залежью и вовлеченности нефтяной оторочки в разработку.

Пласты I-IV характеризуются высокой литологической неоднородностью. Проведенный расширенный комплекс ГИС показал высокие коллекторские свойства пластов в районе нефтяной оторочки. Так пористость и проницаемость в некоторых пропластках достигают значений 30% и 6 дарси, соответственно. Данная характеристика определила тип заканчивания эксплуатационного ствола.

Нефтяные скважины были оснащены оборудованием «интеллектуального заканчивания» с возможностью автоматической подачи газа для газлифта и установкой регулируемых с поверхности клапанов для контроля добычи нефти из нефтяных интервалов в горизонтальной части пласта. Каждый клапан регулирования притока оснащен датчиками для измерения давления/температуры в затрубном пространстве и насосно-компрессорных трубах для постоянного контроля забойного давления.

Необходимо отметить, что высокопроницаемые пропластки не перфорировались, чтобы снизить вероятность прорыва подошвенной воды. Однако даже с этими мерами предосторожности при эксплуатации нефтяной оторочки было выявлено достаточно скорое обводнение продукции. Так скв. ЛА-554 была введена в эксплуатацию с обводнением 20% и уже через полгода достигла 98%, после чего была отключена.

Скв. ЛА-552 проработала несколько дольше, но также обводнилась достаточно быстро.

Таким образом, на основе накопленного опыта и полученных результатов был составлен и апробирован документ (закключение ЭТС ФБУ

«ГКЗ»), обосновавший завершения работ по разведке и эксплуатации нефтяной оторочки Лунского месторождения в связи с низкими добычными возможностями нефтяных скважин, технологическими ограничениями, а также отсутствием экономической рентабельности проведения дальнейших работ.

В рамках второго этапа с учетом итогов ЭТС ФБУ «ГКЗ» был предоставлен «Пересчет запасов газа, конденсата и нефти с технико-экономическим обоснованием коэффициентов извлечения УВ Лунского нефтегазоконденсатного месторождения».

С учетом новой классификации запасов были пересмотрены категории запасов нефти и газа месторождения. На основе измерений пластовых давлений была доказана гидродинамическая связь и вовлеченность в разработку нефтяной оторочки, что согласно новым правилам позволяет перевести разрабатываемый, но не разбуренный участок залежи в категорию B_1 (C_1 по Классификации 1983 г.). Перевод запасов нефти из категории «разведочные» в «разрабатываемые» позволил отказаться от дальнейшей разведки и бурения 8 дорогостоящих морских

разведочных скважин, что существенно повысило прибыльность проекта «Сахалин-2», и как результат, доход государства в целом.

Новая классификация запасов позволила оптимизировать технологическую схему разработки Лунского месторождения и сосредоточиться на приоритетных направлениях, направив внутренние ресурсы на рациональное извлечение углеводородов из недр и позволив продолжить бесперебойную работу первого в России завода по производству СПГ, который является лидирующим источником энергоресурсов для Азиатско-Тихоокеанского региона и гарантом стабильности для социальной инфраструктуры Дальневосточного региона.

Следует также отметить, что утвержденные в результате проделанной работы рентабельные извлекаемые запасы природного газа сопоставимы с доказанными запасами (*proved reserves*) месторождения, которые «Сахалин Энерджи» предоставляет для аудита «Биржи по ценным бумагам США (SEC)», что в свою очередь гармонизирует требования законодательства РФ и международную практику учета запасов. 

UDC 553.98;553.04

R.G. Oblekov, Technical Director, Sakhalin Energy¹, Ruslan.Oblekov@sakhalinenergy.ru

A.M. Parfenov, Deputy Field Development Manager – Head of Front End and Well Engineering Projects Division, Sakhalin Energy¹, Alexey.Parfenov@sakhalinenergy.ru

S.V. Kirichenko, Head of Forecasting and Approvals Subdivision, Sakhalin Energy¹, Sergey.Kirichenko@sakhalinenergy.ru

D.V. Gluschenko, PhD, Integrated Reservoir Modelling Group Lead, Sakhalin Energy¹, Dmitry.Gluschenko@sakhalinenergy.ru

A.I. Shapiev, Senior Reservoir Engineer, Sakhalin Energy¹, Alexey.Shapiev@sakhalinenergy.ru

¹35, Dzerzhinsky str., Yuzhno-Sakhalinsk, 693020, Russia.

Features of application of the new reserves classification system in offshore filed development: experience of the Sakhalin Energy Investment Company Ltd.

Abstract. The paper is focused on the experience the Sakhalin Energy Company (operator of the Sakhalin-2 Project) obtained under the pilot project on transition to the new reserves classification system, which was carried out in 2015 in collaboration with FSFI State Reserves Commission. Structure of the Sakhalin-2 Project and features of the Lunscoe oil and gas condensate field are presented along with the technological solutions accepted within the framework of planning the reservoir engineering taking into account the new reserves classification. Sakhalin-2 is the first international project on oil and gas fields development on the shelf of the island. The Lunscoe oil and gas condensate field is situated on the shelf of the Sea of Okhotsk near the north-eastern Sakhalin coast in 12 – 15 km east of the latitude of northern end of Lunscoye Bay. Sea depth within the License area is 35 to 60 metres. Lunscoe structure the oil and gas condensate field is associated with is situated in the Nyisky anticlinal zone. Structural section encountered by the wells in the field is represented by the deposits of Nutovsky, Okobykayskiy, and Darginskiy horizons; their composition is close to onshore analogues of Dagin-Katangli area (North-Sakhalin Basin) and the adjacent shelf zone. Pay zone in the field is composed of the Darginskiy sandstone-siltstone-argillaceous deposits. The Lunscoe structure in the Darginskiy Top is a large, asymmetrical anticline broken by discontinuities and north-east striking normal faults. The field contains two gas and condensate reservoirs with a common contact; the upper of them is associated with I-IV units and in some places contains oil rim 17 to 30 m thick; the lower one (gas condensate) is associated with V-XII units. Within the northern Block I, there are 12 separate gas condensate reservoirs are identified (I-XVII units). In 2015, Sakhalin Energy Company was among the few companies involved in appraisal of the New classification of reserves. The work was carried out using the methodology and requirements of the new classification, but the structure of the reserves remained old, i.e. based on the 1983 reserves classification. The new classification of reserves allowed optimizing technological scheme of the Lunscoye field development and focusing on priority areas; at the same time, the domestic resources were aimed at rational hydrocarbons recovery. This allowed uninterrupted operation of the first LNG production plant in Russia, which is the major energy source for the Asia-Pacific region and a guarantor of stability for the social infrastructure of the Far Eastern region..

Keywords: Sakhalin-2 Project; LNG; oil rim; production; platform; well; classification of reserves