

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С МОРСКИХ ПЛАТФОРМ

Р.Ю. Дашков, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (Южно-Сахалинск, Россия)

Т.Н. Гафаров, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

А.А. Сингуров, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

Р.Г. Облеков, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

А.В. Хабаров, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

В.Н. Тарский, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

Д.В. Павлов, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

А.В. Моисеенков, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

Разработка месторождений углеводородов континентального шельфа – новая страница в истории нефтегазовой промышленности Российской Федерации. Одним из пионеров в этой области стала компания «Сахалин Энерджи» – оператор проекта «Сахалин-2», в рамках которого ведется освоение Лунского и Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатных месторождений северо-восточного шельфа о-ва Сахалин. За последние десятилетия компанией накоплен крайне полезный опыт для дальнейшей разработки шельфовых месторождений в России.

Географические особенности и природно-климатические условия являются определяющими факторами, влияющими на освоение месторождений. Чтобы выдерживать сложную ледовую обстановку (в том числе определяющую требования к классу судов снабжения, сезонность сейсмических и других морских работ) и значительные штормовые нагрузки, на шельфе о-ва Сахалин установлены платформы ледового класса. Кроме оборудования для сбора и подготовки углеводородов, систем поддержания пластового давления (ППД), производственные объекты оснащены буровыми модулями для круглогодичного бурения, ремонтных внутрискважинных работ и геолого-технических мероприятий.

Отличительная особенность компании «Сахалин Энерджи» – ее полная интегрированность по всей цепочке реализации стоимости продукции. В рамках деятельности на своих лицензионных участках предприятие самостоятельно осуществляет весь цикл работ по доразведке, эксплуатационному бурению, добыче, подготовке, транспортировке и доставке угле-

водородов покупателям. Полный производственный и коммерческий циклы в рамках одной компании предъявляют высокие требования к интегрированному планированию, материально-техническому снабжению и логистическим операциям.

Лунское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) в геологическом плане представляет собой массивно-пластовую залежь, приуроченную к брахиантиклинальной складке северо-западного простирания и разделенную на шесть блоков сбросовыми нарушениями. По величине запасов месторождение размером 8 × 25 км и высотой залежи более 400 м в сводовой части блоков 4 и 5 относится к уникальным. Пласты представлены песчаниками и алевролитами дагинского горизонта неогенового возраста, разделенными глинистыми алевролитами и глинами, и характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами и коэффициентами песчаности, обеспечивающими высокую продуктивность скважин. По величине начальных дебитов они характеризуются как сверхвысокодебитные. Газ Лунского месторождения относится к ме-

тановому типу с невысоким содержанием неуглеводородных компонентов (азот, углекислый газ). Высококонденсатное месторождение, открытое в 1984 г., введено в разработку в 2009 г. (кроме блока 1). Разрабатывается на депрессии эксплуатационными скважинами, пробуренными в блоки 2–6, которые содержат 98 % геологических запасов газа и конденсата.

Пильтун-Астохское НГКМ представлено мегантиклинальной складкой северо-западного простирания, имеет размеры 14 × 37 км и относится к категории крупных. Геологическое строение – сложное, многопластовое, характеризующееся наличием зон литологических замещений, разрывных нарушений, значительной площадной изменчивостью и анизотропностью фильтрационно-емкостных свойств пластов. Всего на месторождении выявлено 46 залежей углеводородов в 19 пластах, при этом запасы нефти преобладают над запасами газа и конденсата. Пласты состоят из песчаников и алевролитов верхне- и нижнелунского горизонтов неогенового возраста. Месторождения нефти легкие, маловязкие, с низким содержанием

парафинов, смол и асфальтенов. По величине начальных дебитов имеются скважины от сверхвысокодебитных до среднедебитных. По стадийности разработки на месторождении выделяются три участка: южный Астохский (введен в разработку в 1999 г. с платформы «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А)), северный Пильтунский (введен в разработку в конце 2008 г. с платформы «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б)) и блок 2, расположенный в центральной части месторождения (в настоящее время в разработку не введен). Ввиду ограниченного количества буровых окон на платформах пласты объединены в один объект разработки с единой сеткой скважин. Месторождение разрабатывается с применением законтурного и внутриконтурного избирательного ППД.

В плане эксплуатации скважин есть ряд существенных различий между Лунским и Пильтун-Астохским месторождениями. Лунское НГКМ – основной источник для завода по производству сжиженного природного газа (СПГ). Для гарантированного выполнения долгосрочных контрактных обязательств по поставке СПГ покупателям суммарная производительность газовых скважин должна поддерживаться выше производительности завода СПГ и пропускной способности инфраструктуры. Таким образом, фактические режимы эксплуатации скважин платформы «Лунская-А» (ЛУН-А), которая является составной частью интегрированной газовой системы компании вместе с трубопроводами, объединенным береговым технологическим комплексом (ОБТК) и заводом СПГ, в большей мере обусловлены производительностью завода и пропускной способностью инфраструктуры. Регулирование отборов газа между скважинами и их группами связано с необходимостью контроля за темпом падения пластового давления, скоростью подъема газодляного контакта (ГВК) на различных участках залежи и достижения

максимальной конденсатоотдачи. Для минимизации рисков невыполнения планов производства СПГ и поставок газа для нужд Сахалинской обл. все мероприятия по эксплуатации скважин согласуются с другими элементами газовой системы, что требует слаженного интегрированного планирования.

Добыча нефти на Пильтун-Астохском месторождении не ограничена пропускной способностью инфраструктуры, и поэтому режимы эксплуатации нефтяных скважин определяются, как правило, их производительностью. Они эксплуатируются фонтанным или газлифтным способом. Нефть с северных платформ ПА-А и ПА-Б поступает на ОБТК, где смешивается с конденсатом Лунского НГКМ и далее по транссахалинской трубопроводной системе поступает на терминал отгрузки нефти (ТОН). Доставка продукции покупателям происходит морским путем газовозами и нефтеналивными танкерами ледового класса из порта Пригородное, где расположены завод СПГ и ТОН.

СИСТЕМА ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА В УПРАВЛЕНИИ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Как уже отмечено выше, одной из ключевых особенностей компании является высокая степень интегрированности производственных процессов, что находит отражение в методах и инструментах, применяемых для управления эксплуатацией скважин и инфраструктуры сбора и подготовки углеводородов. С этой целью в «Сахалин Энерджи» внедрена система интегрированного управления разработкой месторождений, включающая все основные элементы – пласты, скважины и инфраструктуру.

Основой интегрированного управления является совместная работа специалистов в различных дисциплинах и подразделений компании, объединенных общими задачами. В ежедневном мониторинге и анализе работы скважин

участвуют инженеры-разработчики, технологи по добыче нефти и газа, инженеры по контролю и оптимизации производства и собственно персонал производственных объектов (операторы, мастера, супервайзеры). В зависимости от задач привлекаются специалисты других профилей – инженеры по заканчиванию и ремонту скважин, петрофизики, промышленные химики, инженеры-технологи по подготовке и транспортировке нефти и газа, инженеры по интегрированному планированию. Обмен информацией происходит в рамках установленных совещаний по системе телеметрии, обеспечивающей связь с удаленными объектами.

В компании отлажен процесс регулярных технических совещаний по оптимизации режимов работы всех элементов системы управления разработкой месторождения. В рамках совещаний происходит детальная проверка режимов работы и выработка корректирующих кратко- и среднесрочных мероприятий или рекомендаций по долгосрочной оптимизации разработки. Для наглядности пример ежегодного плана проведения интегрированных совещаний сведен в таблицу.

ЦИКЛ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эффективность разработки месторождений углеводородов напрямую зависит от качества принятых решений. Для этого в условиях значительных неопределенностей и рисков необходимы представительные модели на основе фактических данных. Сбор промысловой информации (дебитов, расходов, давлений, температур, параметров эксплуатации оборудования) осуществляется в компании на постоянной основе в режиме реального времени при помощи контрольно-измерительных приборов, системы телеметрии, соответствующего программного и аппаратного обеспечения. Параллельно происходит первичная обработка информации

План проведения интегрированных совещаний по оптимизации разработки

Мероприятия	Частота проведения мероприятий			Участники	Ответственный
	Ежедневно	Ежеквартально или ежемесячно	Ежегодно		
Утверждение планов геолого-технических мероприятий, методов контроля за разработкой и бюджета	–	–	×	Инженеры-технологи, разработчики, геологи, петрофизики, инженеры по добыче и подготовке нефти и газа	Руководитель департамента по разработке
Оценка эффективности работы системы сбора и подготовки продукции	–	–	×	Инженеры-технологи системы сбора и подготовки	Руководитель отдела добычи
Оценка эффективности разработки пластов	–	–	×	Инженеры-разработчики, геологи, петрофизики, геофизики	Руководитель отдела разработки
Оценка эффективности эксплуатации скважин	–	×	–	Инженеры-технологи по добыче нефти и газа, разработчики	Руководитель отдела разработки
Оптимизация процессов добычи	–	×	–	Инженеры-технологи по добыче нефти и газа	Руководитель отдела добычи
Мониторинг и корректировка работы скважин	×	–	–	Инженеры отдела добычи и подготовки нефти и газа	Руководитель отдела разработки

и сохранение ее на серверах компании для дальнейшего использования. Далее осуществляется интерпретация и анализ полученных новых данных (например, анализ по каротажу, фильтрационно-емкостным свойствам пластов или интерпретация данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и увязка с результатами каротажа и т. д.). Затем финальные результаты используются для обновления моделей.

Для моделирования технологических процессов по всем элементам системы управления разработкой месторождений в компании «Сахалин Энерджи» используются разнообразные модели – системы сбора и подготовки, состояния пластовых флюидов, притока в скважину и доставки продукции на поверхность, геолого-гидродинамические модели пластов, а также интегрированная модель всей технологической цепочки. Для каждого типа существует периодичность обновления. Например, модели эксплуатационных скважин обновляются, как правило, ежеквартально

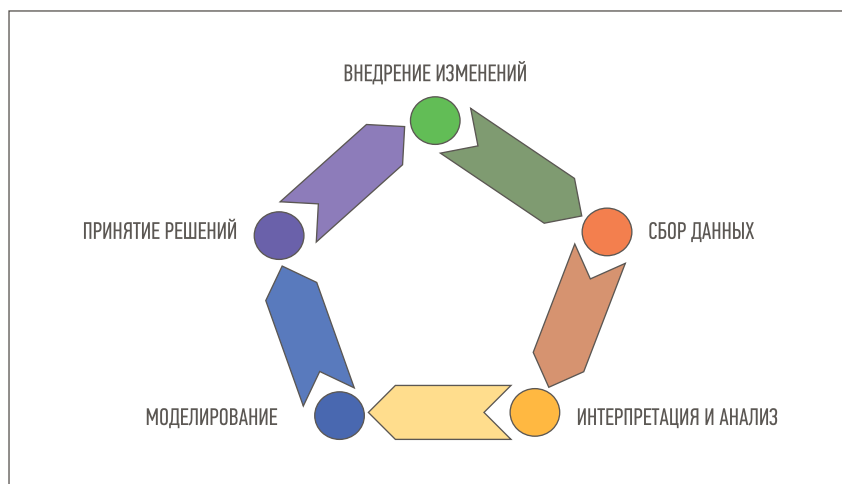


Рис. 1. Цикл обработки информации и принятия решений

или на полугодовой основе, геолого-гидродинамические модели пласта – раз в год.

Конечным результатом такого информационного цикла (рис. 1) становится уточнение кратко-, средне- и долгосрочных прогнозов производства, принятие решений по оптимизации эксплуатации пластов, скважин и поверхностного оборудования, обновление долгосрочных планов освоения месторождений.

В целях ускорения производственного цикла по принятию решений в компании используется целый ряд инструментов интеграции и визуализации геолого-промысловой информации на базе различных платформ. Это системы контроля целостности скважин, технологических режимов, платформы мониторинга ППД, добычи, электронные дела скважин, а также пластовых давлений, технической документации и др.

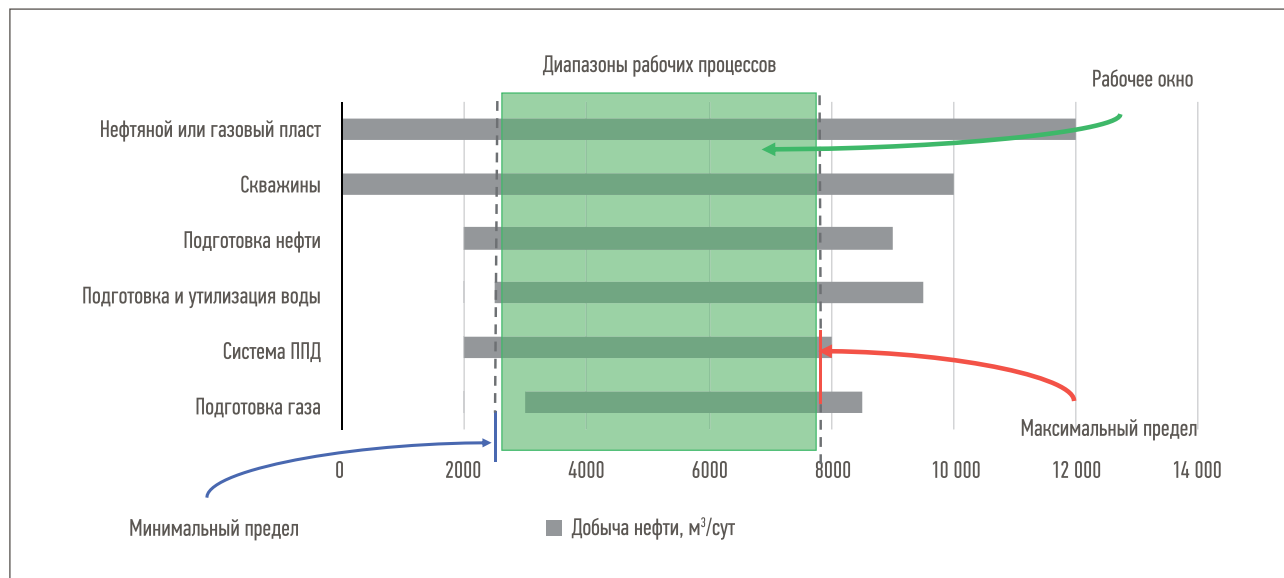


Рис. 2. Пример интегрированной диаграммы рабочих диапазонов добывающей платформы

РАБОЧИЕ ДИАПАЗОНЫ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ

Для обеспечения безопасной и оптимальной эксплуатации пластов, скважин и оборудования поверхностной инфраструктуры в компании используются диапазоны рабочих пределов эксплуатации соответствующих элементов. Они представлены в виде интегрированных графиков-диаграмм, показывающих минимальные и максимальные значения для каждого элемента системы «пласт – скважина – поверхностное оборудование для добычи и подготовки углеводородов», включая систему ППД и утилизацию попутно добываемой воды. Для удобства все диапазоны на диаграмме приведены к одним единицам измерения – как правило, к дебитам основной добываемой продукции: нефти или газа. Например, общий диапазон для системы подготовки и утилизации воды нефтяной платформы выражен в м³/сут добычи нефти исходя из предельной обводненности работы газлифтных скважин и возможностей системы подготовки по максимальному объему перерабатываемой попутно добываемой воды (рис. 2).

Подобные диаграммы также составляются для отдельных

элементов системы и оборудования. Диаграммы рабочих диапазонов обновляются на регулярной основе по итогам интегрированных технических совещаний и дают возможность понять, какой элемент общей системы добычи стал ограничивающим на данный момент, соответственно, требует повышенного внимания и (или) модернизации для потенциального увеличения добычи. Например, из графика (рис. 2) можно заключить, что система ППД в конкретном примере является слабым звеном. Соответственно, нет смысла тратить средства компании, например, на бурение новых скважин, так как потенциальная добыча из имеющихся скважин перекрывает возможности остальных систем. Если улучшить систему ППД, то следующим слабым звеном станет система подготовки газа. Таким образом, постоянно пересматривая пределы элементов системы, компания фокусируется на действительно необходимых задачах и не тратит средства на улучшение там, где это не требуется. Пересмотр минимальных пределов также может иметь место в случае снижения производительности скважин и необходимости продления разработки с более низкими уровнями добычи (при условии рентабельной экс-

плуатации). Пространство между минимальными и максимальными пределами называется рабочим окном общей комплексной системы добычи и подготовки нефти и газа.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ

Для безопасной и оптимальной эксплуатации скважин и оборудования системы сбора и подготовки продукции в компании используются технологические режимы – набор границ параметров работы оборудования, которые могут быть выражены в давлении, температуре, расходе, скорости потока, частоте оборотов, вибрации, содержании отдельных компонентов в потоке и т.д. Применение технологических режимов можно продемонстрировать на примере эксплуатационных скважин, где они выражены в диапазонах давлений и дебитов (расходов) и основаны на данных конструкции скважин, прочностных характеристиках обсадных колонн, башмаков колонн и цементных мостов, пакеров, насосно-компрессорных труб (НКТ), колонной головки, фонтанной арматуры, данных опрессовок элементов конструкции скважин, результатов моделирования добычи нефти и газа. Технологические режимы включают четыре основных элемента:

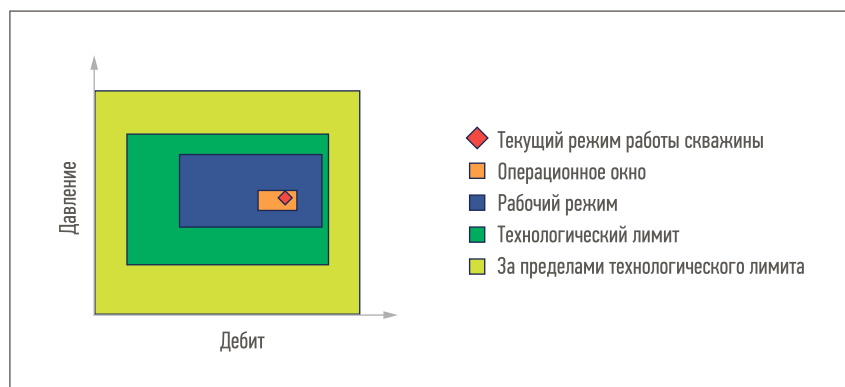


Рис. 3. Технологические режимы работы скважины

- за пределами – эксплуатация скважины небезопасна;
- технологический лимит – эксплуатация скважины безопасна и не нарушит ни один из элементов конструкции и заканчивания скважины;
- рабочий режим – эксплуатация скважины безопасна и стабильна, со стабильным дебитом (расходом) и стабильной депрессией (репрессией) на пласт;
- операционное окно – эксплуатация скважины безопасна, стабильна и оптимальна. Это сравнительно узкая зона, внутри которой скважина работает в наиболее благоприятных (оптимальных) условиях с точки зрения эксплуатации скважины и пласта (рис. 3). Для фонтанных и газлифтных скважин это окно находится в районе пересечения кривых притока и подъема продукции на поверхность.

Ежедневный мониторинг технологических режимов и регулирование работы скважин позволяют удерживать добычу углеводородов на стабильном прогнозируемом уровне. При этом скважины работают в оптимальных условиях как для пласта, так и для элементов конструкции скважины.

Значения технологических режимов введены в автоматизированную систему контроля. Нарушения технологического режима автоматически фиксируются системой датчиков в реальном времени, и предпринимаются корректирующие действия по оптимизации эксплуатации оборудования.

МЕТОДЫ И ИНСТРУМЕНТЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Контроль целостности скважин

Контроль технического состояния и целостности скважин – краеугольный камень безопасной разработки месторождения. Для этого внедрены различные системы автоматического контроля основных параметров работы скважин. Контроль целостности проводится регулярно посредством опрессовки основных элементов фонтанной арматуры и подземного клапана отсекавателя. Кроме того, разработаны графики тестирования целостности скважин, периодичность которых зависит от их типа и назначения. Все данные о плановых и проведенных тестах заносятся и хранятся в специализированных базах данных.

Наряду с этим проводится постоянный мониторинг давления в затрубных и заколонных пространствах, для которых установлены рабочий и конструктивный лимиты. Оценка состояния элементов заканчивания (хвостовика, эксплуатационной колонны, НКТ) выполняется при каротаже скважины специальными методами – при помощи видеокамеры или посредством различных видов электромагнитного и акустического каротажей в сочетании с расходомерией, термометрией и шумомерией. Съемка в режиме реального времени при каротажных исследованиях существенно повысила их информативность

и снизила риски при проведении геолого-технических мероприятий.

Контроль пескопроявлений

Для контроля целостности поверхностного оборудования сбора и подготовки продукции осуществляется мониторинг выноса песка. Для этого каждая скважина снабжена акустическим датчиком, установленным на выкидной линии. Оборудование откалибровано и реагирует на шум, характерный для движения частиц песка разной зернистости, в пересчете на скорость движения потока. Такими же датчиками оснащены общие сборные манифольды. Эта информация, а также данные, полученные из математических моделей, рассчитывающих максимальные депрессии, при которых начинает выноситься песок, позволяют контролировать процесс пескопроявлений и предотвращать эрозивный износ скважинного и наземного оборудования, а также отложение песка на забое скважин и, как следствие, пересыпание перфораций отдельных зон.

Основной мерой предупреждения пескопроявлений является противопесочное оборудование нижнего заканчивания скважин: фильтры с гравийной набивкой, с набивкой пропантом или отдельные многослойные металлические фильтры. В обсаженных и перфорированных скважинах также применяются селективная и направленная перфорации для минимизации механического воздействия на пласт.

Контроль добычи и закачки по скважинам

Контроль добычи по скважинам на нефтяных платформах осуществляется посредством тестовых трехфазных сепараторов. На газовой платформе дебиты газа измеряются потоковыми расходомерами, дебиты попутной воды и конденсата – посредством последовательного отключения скважин и изменения показаний на добычных трехфазных сепараторах. Кроме того, для всех платформ применяется

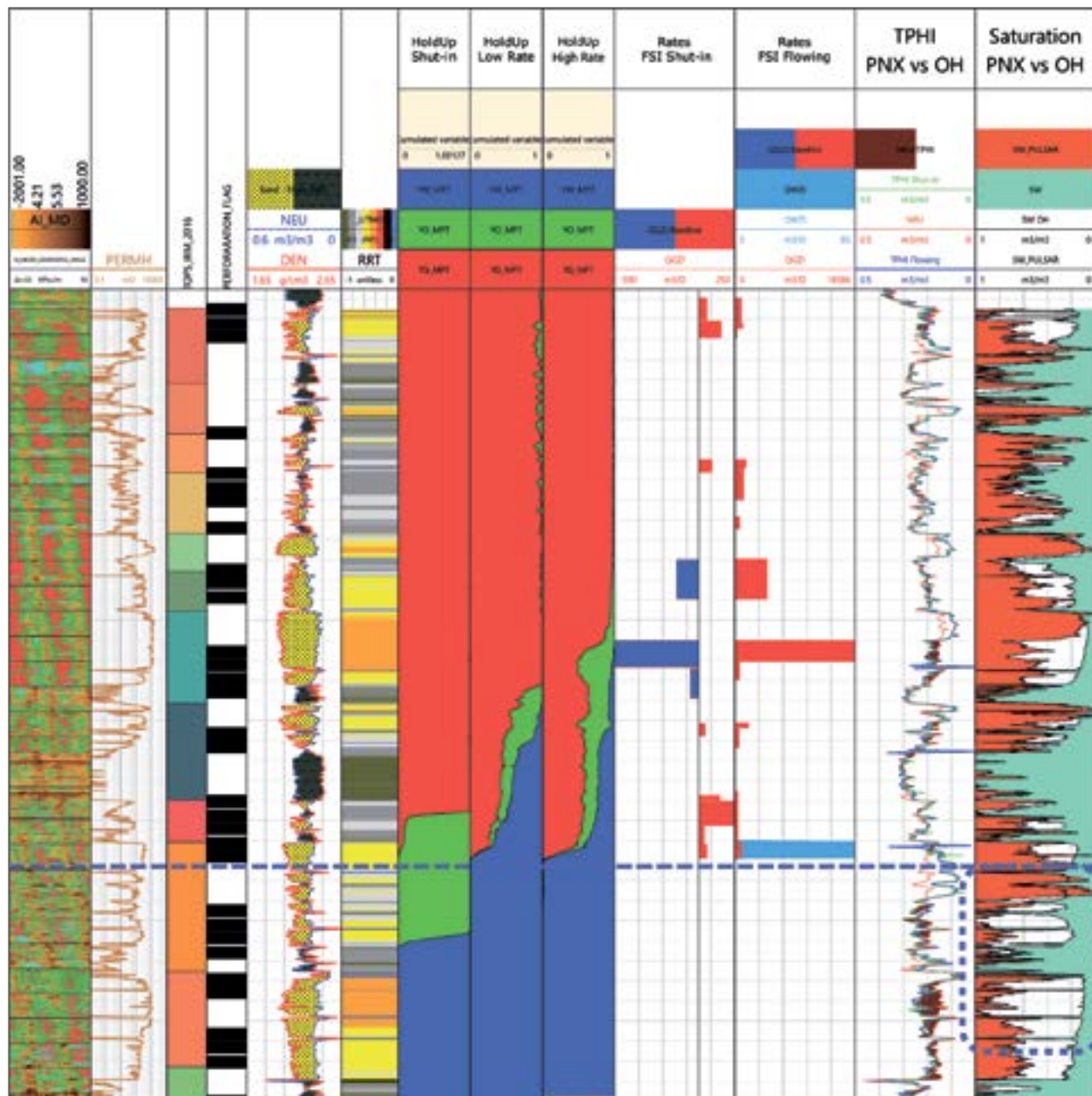


Рис. 4. Профиль притока и изменение газонасыщенности в одной из добывающих скважин Лунского НГКМ

система расчета и распределения дебитов по скважинам на основе узлового анализа между физическими замерами.

Контроль системы ППД

На нефтяных платформах, где разработка месторождений ведется с применением ППД, реализован комплексный подход к мониторингу и управлению процессом. Данные с различных элементов системы собираются и визуализируются на единой платформе.

Контроль осуществляется по таким ключевым параметрам, как дебиты и расходы эксплуатационных скважин, компенсация отборов закачкой, эксплуатация насосов, контроль качества воды. В свою очередь, качество закачиваемой воды контролируется исходя из содержания нефтепродуктов, взвешенных твердых частиц, концентрации кислорода, биоцида и ингибитора сульфатредуцирующих бактерий. Данные обновляются в режиме реального времени.

Все элементы платформы, оборудования подготовки углеводородов в конструкции скважин изготовлены из материалов, способных выдерживать и позволяющих продолжать эксплуатацию даже в случае появления невысоких концентраций сероводорода. Контроль сероводорода осуществляется непосредственно на платформе при помощи персональных анализаторов, регулярных замеров в промышленных емкостях и на устьях скважин.

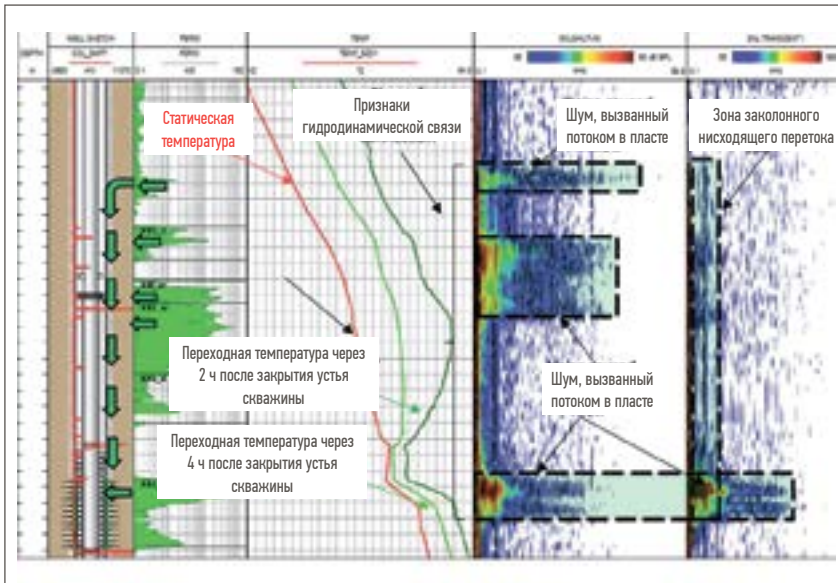


Рис. 5. Пример каротажа спектральной шумометрии в нагнетательной скважине

Контроль выработки пластов

Поскольку разработка месторождений «Сахалин-2» ведется со стационарных буровых платформ, оборудованных ограниченным количеством слотов для размещения скважин, это предпо-

ределяет достаточно редкую сетку эксплуатационных скважин. Что, в свою очередь, обуславливает сложные траектории и конструкции скважин (с большими углами наклона и длиной ствола до 10 км), а также особые условия для типов

заканчивания и систем разработки месторождения. Этим продиктован и особый подход к мерам контроля выработки пластов, применяемых на месторождениях, и их периодичности. Мониторинг выработки пластов – важная мера управления разработкой месторождения углеводородов. Ввиду ограничений, связанных с эксплуатацией морских платформ, и редкой сетки эксплуатационных скважин в компании применяется комплекс мер контроля отборов, фронта продвижения закачиваемых агентов и подъема контактов флюидов как по разрезу, так и по площади.

Контроль выработки пластов по разрезу

Для контроля профиля притока используются методы промышленных геофизических исследований (ПГИ), в том числе с применением нового поколения расходомеров с разделением фаз (газ, нефть, вода) как вдоль ствола скважины,

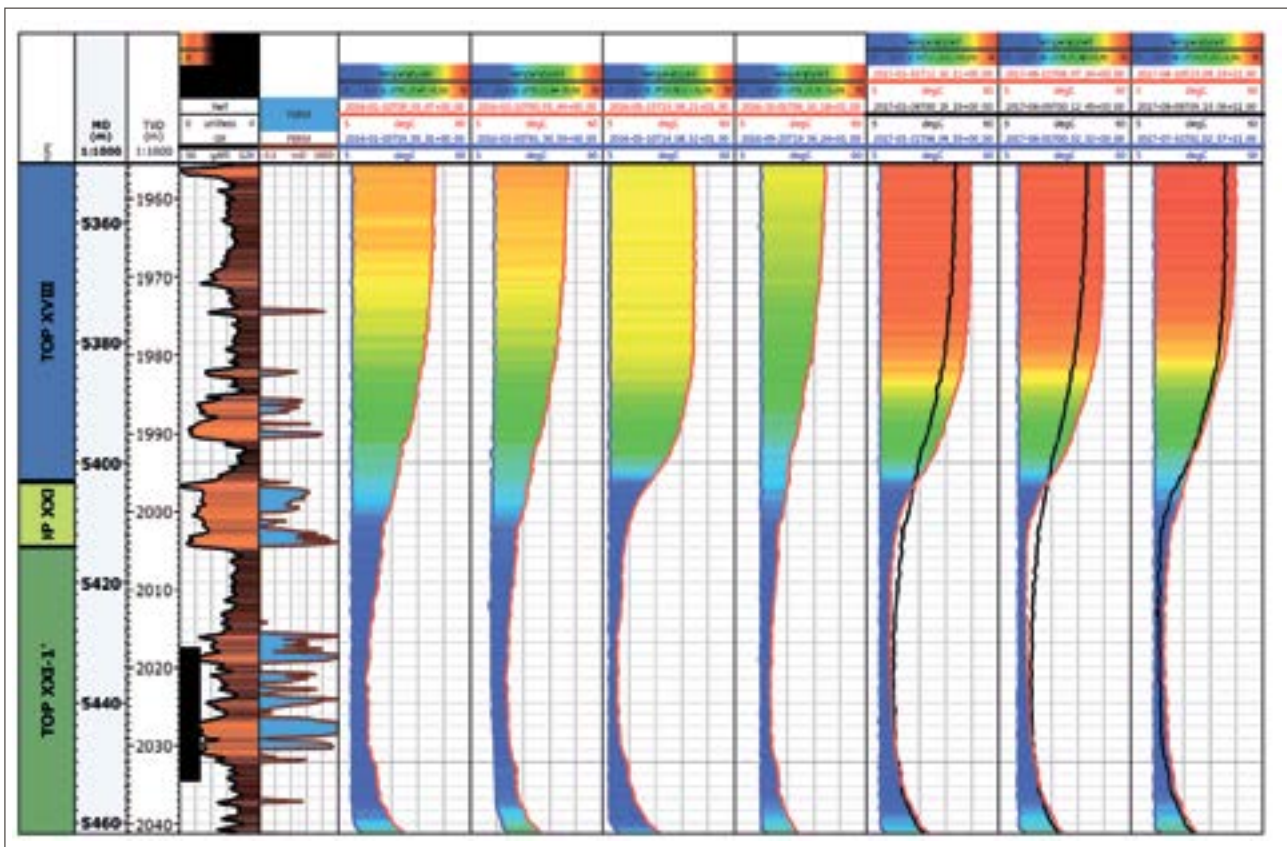


Рис. 6. Изменение профиля приемистости нагнетательной скважины по данным DTS

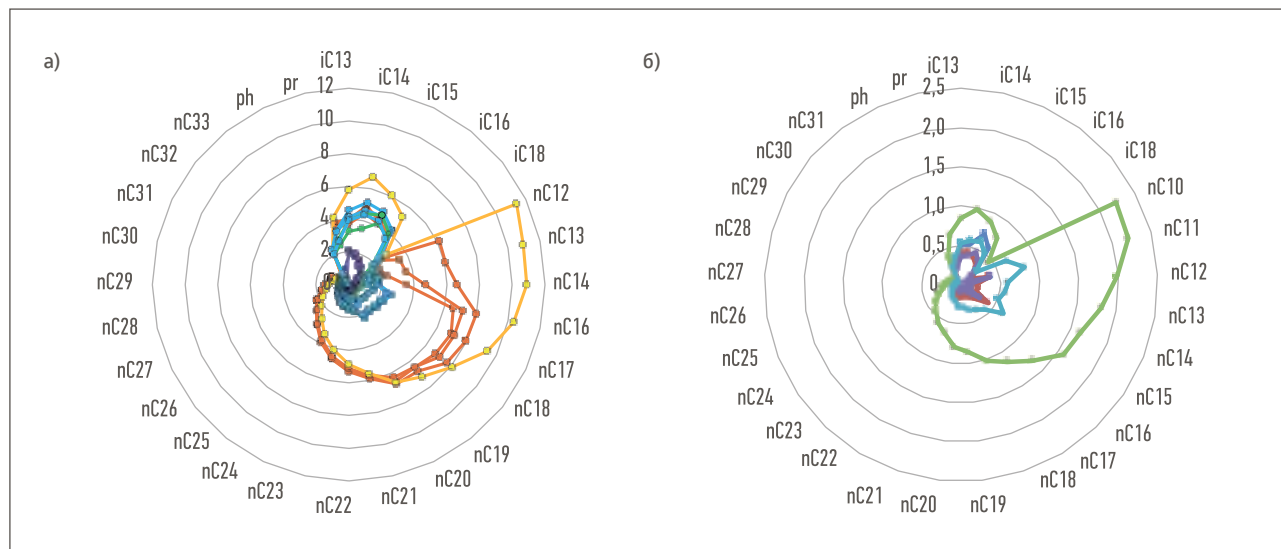


Рис. 7. Геохимический «облик» нефтей: а) Пильтунского участка; б) Астохского участка

так и поперек ее сечения для регистрации циркуляции в стволе и перетоков между пластами (рис. 4). Для контроля расхода закачиваемой воды используется расходомерия в сочетании с термометрией и шумометрией в целях идентификации заколонных перетоков и закачки в нецелевые горизонты (рис. 5).

Для контроля изменения насыщенности и подъема контактов флюидов (газонефтяного контакта (ГНК), газоводяного контакта (ГВК), водонефтяного контакта (ВНК)) применяется новое поколение приборов на основе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. В сочетании с расходомерией метод позволяет уверенно идентифицировать зоны изменения насыщенности, газоводопроявлений, изменение положения контактов и подготавливать рекомендации для геолого-технических мероприятий.

В связи с тем что морские платформы ограничены по площади, количеству спальных мест персонала и оборудованы единственным буровым станком, обслуживающим все потребности бурения, ремонта скважин, каротажных исследований и других геолого-технических мероприятий, количество ПГИ лимитировано указанными причинами. При планировании

ПГИ необходимо учитывать график бурения, параллельные работы, проводимые на платформе и требующие дополнительного персонала, ограничения по высоте монтируемой компоновки инструментов и многое другое.

Возвращаясь к теме сложных траекторий скважин, необходимо отметить, что зачастую приходится прибегать к дополнительному оборудованию для охвата всех интересующих интервалов. Для этого используются внутрискважинные тракторы, способные продвигать приборы до заданной глубины и тянуть за собой тяжелый кабель. Сами измерительные приборы также требуют специального исполнения, так как зачастую контроль уровней притока из пластов и распределение жидкости в стволе проводятся в скважинах с горизонтальными участками в продуктивной части или на близких к ним углах.

В связи со сложностью планирования и проведения каротажных работ контроль выработки пластов дополняется рядом других информативных методов.

В частности, для контроля профиля приемистости в нагнетательных скважинах используются оптоволоконные кабели, снимающие профиль температуры в ре-

жиме реального времени (DTS). Оптоволоконный кабель спускается на нужную глубину во время заканчивания скважины и остается там на постоянной основе, измеряя температуру по ее стволу и в околоскважинном пространстве. Данная технология позволяет не только контролировать профиль приемистости, но также идентифицировать зоны нецелевой закачки и регулировать технологические режимы нагнетательных скважин. Для этого сравниваются профили температуры во время остановки скважины в разные периоды времени (рис. 6). В планах – применение оптоволоконной технологии DAS (distributive acoustic sensors) для проведения акустических и сейсмических исследований.

Дополнительным источником информации по профилю притока и продуктивности отдельных пластов служит поинтервальное тестирование зон притока в скважинах с интеллектуальным заканчиванием. Часть добывающих скважин Пильтунского участка, эксплуатирующих несколько пластов, оборудована системами интеллектуального заканчивания с возможностью поинтервального контроля притока. В таких скважинах возможно удаленное управление отдельными интервалами притока и замером контроля общего дебита

на поверхности. В нагнетательных скважинах, оборудованных интеллектуальным заканчиванием, расчет приемистости по зонам возможен с учетом пропускной способности внутрискважинных задвижек и перепада давления внутри и снаружи НКТ, регистрируемого при помощи парных датчиков.

Существенный вклад в общую картину выработки пластов вносит геохимический анализ нефти Астохского и Пильтунского участков (рис. 7). Методика, разработанная специалистами компании, позволяет определить вклад пластов в добычу на основе соотношения концентраций отдельных компонентов, определенных с использованием газовой хроматографии высокого разрешения. Геохимический анализ нефти хорошо зарекомендовал себя для двухпластовых скважин (Астохский участок) – пласты XXI-s и XXI-1' или многопластовых (Пильтунский участок), где возможно разделение добычи между двумя группами пластов – верхней XXI-XII и нижней XXIII-XXIV. Данные геохимии подтверждаются данными прямых методов, например расходомерией или попластовым тестированием. Кроме контроля притока, геохимический анализ нефти используется для выявления межпластовых перетоков как внутри скважины, так и за ее пределами. На Астохском участке зафиксированы межпластовые перетоки между пластами XXI-s и XXI-1', что четко фиксируется по изменению геохимического облика нефти в ряде скважин в течение 20 лет и подтверждается пластовыми давлениями, работой скважин и результатами моделирования. Геохимический анализ нефти используется как дополнительный метод для мониторинга и оптимизации разработки и калибровки геолого-гидродинамических моделей. Важно отметить, что полный цикл работ по геохимическому анализу нефти осуществляется целиком внутри компании, начиная от отбора проб на платформе, анализа в лаборатории завода СПГ

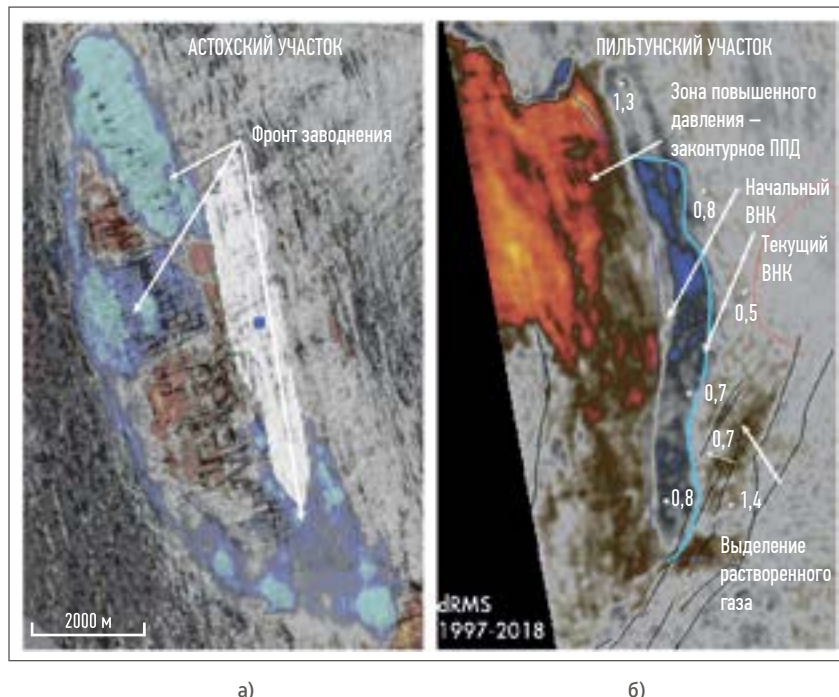


Рис. 8. Результаты 4D-сейсмомониторинга на Пильтун-Астохском НГКМ, 2018 г.: а) Астохский участок; б) Пильтунский участок

и заканчивая интеграцией в геолого-гидродинамическую модель в отделе разработки, что позволяет минимизировать сроки анализа и увеличить эффективность принятия решений на его основе.

Контроль выработки пластов по площади

Для оценки выработки пластов в межскважинном пространстве активно используется метод 4D-сейсмомониторинга. Повторение 3D-сейсмосьемки по линиям первого исследования дает картину изменений амплитуды сейсмического сигнала, связанных с изменением насыщения (внедрением закачиваемой или пластовой воды, газа, выделением растворенного газа) и изменением пластового давления в результате депрессии или ППД. Например, на рис. 8 четко выделяется фронт заводнения в пласте XXI-s Астохского участка, зона законтурной закачки и подъем ВНК в пласте XXIV-2 Пильтунского участка. В компании в 1997, 2010, 2015, 2018 гг. выполнена серия исследований методом 4D-сейсморазведки. По их итогам получена важная информация

об изменениях, произошедших в пласте за время разработки месторождений. Эти данные были использованы для обновления геолого-гидродинамических моделей, уточнения позиционирования боковых стволов и новых скважин. Методика рассмотрена и одобрена на Экспертно-техническом совете Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых.

Применение сейсмики возможно также для уточнения геологического строения пласта в межскважинном пространстве: корреляции, границ распространения и выявления новых геологических тел (дизъюнктивных нарушений; фаций осадконакопления – каналов, конусов выноса; и др.), что особенно актуально для морских месторождений с редкой сеткой скважин. В компании разработана новая методика интерпретации сейсмических данных с увязкой сейсмических атрибутов со скважинной информацией (данными каротажа), на которую получен патент РФ. Зачастую при повторной интерпретации сейсмоданных происходит существенное изменение геолого-гидродинамической

модели месторождения. В качестве примера можно привести уточнение модели Астохского участка, а также модели Лунского месторождения с выделением фаций каналов.

Еще один способ применения 4D-сейсмомониторинга – контроль нецелевой закачки и целостности пород покрышек. Такой анализ проводится для нагнетательных скважин, а также скважин для закачки бурового шлама и попутной воды. Поскольку закачка производится в условиях автогидроразрыва пласта, то контроль целостности пород покрышек становится важным компонентом безопасной эксплуатации месторождения. Мониторинг проводится комбинированием 4D-сеймики с промысловыми геофизическими и гидродинамическими исследованиями скважин (ПГИ и ГДИС).

Природно-климатические условия сахалинского шельфа обуславливают короткий навигационный сезон, который ограничен полугодовым ледовым покровом и осенним сезоном штормов. Кроме того, в летний период сейсмические работы дополнительно ограничены временем миграции серых китов, что сокращает полевой сезон до 1,5–2 мес. Это требует тщательного планирования и отлаженной логистики при проведении сейсмических работ.

Химический анализ попутно добываемой воды

Дополнительным методом контроля продвижения фронта заводнения является химический анализ попутной воды. По концентрации некоторых компонентов, например сульфат-ионов, содержание которых не характерно для пластовой воды, можно судить о наличии закачиваемой морской воды. На основе химического анализа попутной воды также можно судить о процессах солеотложения в призабойной зоне пласта и на забоях скважин и планировать геолого-технические мероприятия по восстановлению продуктивности скважины.

Контроль динамического состояния пластов

Мониторинг пластового давления осуществляется при помощи установленных на постоянной основе забойных и устьевых датчиков давления и температуры. Система телеметрии позволяет проводить контроль и анализ удаленно из офиса в режиме реального времени. Запись ГДИС таким образом производится автоматически при любой плановой и внеплановой остановке скважин. Исторические данные сохраняются на сервере и доступны для анализа.

Значительная часть эксплуатационного фонда разрабатывает несколько пластов, в связи с чем по отдельным из них важно понимание состояния пластового давления. Для этого в каждой новой скважине и боковом стволе проводится замер давления в открытом стволе динамическим пластоиспытателем на трубах (или кабеле). Данные пластовых давлений успешно используются не только для мониторинга разработки, но и для уточнения геологического строения залежей, например схемы корреляции пластов.

Помимо этого, часть фонда Пильгунского участка оборудована несколькими парными забойными датчиками в сочетании с забойными задвижками интеллектуального заканчивания, которые позволяют проводить попластовый мониторинг давления посредством отключения отдельных пластов.

Значительный объем данных позволяет стабильно осуществлять контроль пластового давления и своевременно актуализировать гидродинамические модели месторождений.

Гидродинамические исследования скважин

Оборудование скважин постоянными забойными манометрами дает возможность осуществлять большой объем ГДИС, в частности кривую восстановления давления, кривую падения давлени-

ния, индикаторную диаграмму. При помощи ГДИС выполняется контроль продуктивности скважин посредством мониторинга изменения гидропроводности, скин-факторов, коэффициента продуктивности. Эта информация весьма ценна для оптимизации эксплуатации скважин и обоснования геолого-технических мероприятий (обработки призабойной зоны, перевода на газлифт, дополнительной перфорации, водоизоляционных работ и др.). Следует отметить, что совместно-раздельная эксплуатация скважин вносит значительную неопределенность в интерпретацию полученных данных при определении давления и свойств в отдельно взятых пластах. К их оценке стоит подходить комплексно, с применением других доступных источников, для уменьшения неопределенности там, где это возможно.

Другим важнейшим способом применения ГДИС в условиях разработки месторождения редкой сетки скважин является исследование межскважинного пространства методом гидропрослушивания, с помощью которого на НГКМ проведен большой объем исследований. За счет этого удалось существенно уточнить геологическое строение месторождений, обновить геолого-гидродинамические модели и оптимизировать системы разработки месторождений, включая обоснование положения новых скважин, оптимизацию системы ППД и др. В частности, на Астохском участке методом гидропрослушивания доказана гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами на раннем этапе применения ППД в пласте XXI-1', а на Лунском НГКМ подтверждена проницаемость разрывных нарушений и дренируемых объемов (рис. 9).

Моделирование

Важнейшим инструментом контроля разработки месторождений углеводородов является

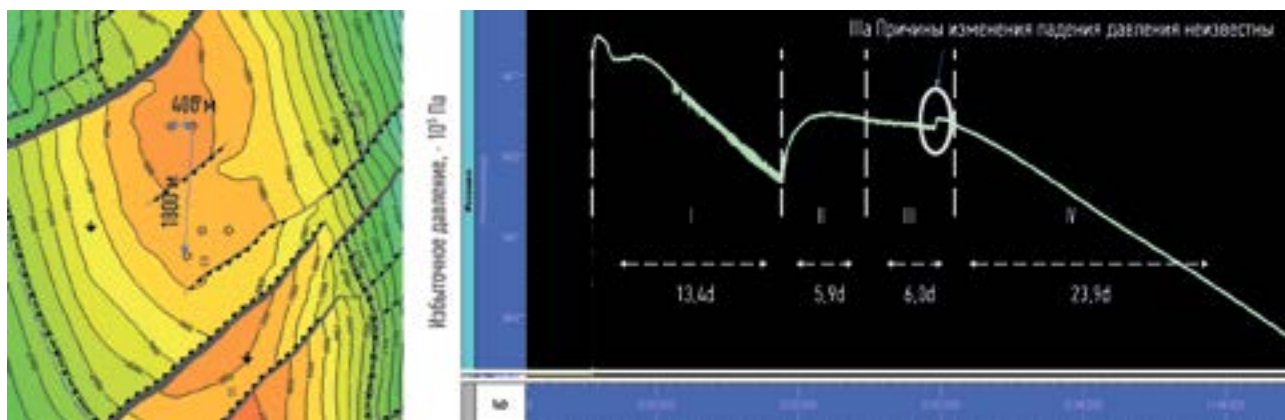


Рис. 9. Исследование скважин Лунского НГКМ методом гидропрослушивания, где d – количество дней

постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель. В компании такие модели обновляются регулярно (минимум раз в год) с использованием накопленной геолого-промысловой информации. Весь процесс по сбору, интерпретации и анализу первичных данных, созданию и обновлению моделей в полном объеме осуществляется сотрудниками отдела разработки месторождения компании «Сахалин Энерджи». В этот процесс вовлечены специалисты разных профилей – геофизики, геологи, петрофизики, разработчики и технологи по добыче нефти и газа, которые работают в тесном взаимодействии с экспертами по управлению за разработкой месторождения. Это позволяет сократить цикл обработки и интегрирования информации, а также повысить качество моделирования. Геолого-гидродинамические модели служат основным инструментом подготовки долгосрочных прогнозов добычи, обоснования бурения скважин, боковых стволов и других работ в плане оптимизации разработки месторождения. Несмотря на длительную историю разработки и накопленный фактический материал, месторождения характеризуются широким диапазоном неопределенностей в плане геологического строения и структуры остаточных запасов. Для минимизации рисков, связанных с неопределенностями, в компании используется

вероятностный подход к моделированию и прогнозированию добычи в сочетании с набором детерминистических сценариев. Данный подход позволяет провести оценку бизнес-решений на основе различных вариантов модели и снизить риск принятия некачественного решения. Для учета ограничений поверхностной инфраструктуры и обеспечения качества прогноза производства СПГ модель Лунского НГКМ интегрирована с общей моделью сбора и подготовки компании. Модели Астохского и Пильтунского участков интегрированы в качестве готовых прогнозов добычи.

Кроме геолого-гидродинамических моделей, в «Сахалин Энерджи» активно используется целый набор более простых инструментов для моделирования и прогнозирования: модели материального баланса, типовые кривые падения добычи, аналоговые модели для пластов, не введенных в разработку. В зависимости от целей и задач может быть выбран тот или иной инструмент в дополнение к геолого-гидродинамическому моделированию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Географические, природно-климатические условия, особенности разработки шельфовых месторождений редкой сеткой скважин, обусловленной размерами месторождения, конструкцией платформы и буровой установки,

выдвигают специальные требования к подходам и мерам контроля за разработкой. Ключевая особенность управления разработки в компании – интегрированность и комплексный подход. Эта особенность органично связана со спецификой условий работы «Сахалин Энерджи» и интегрированностью ее бизнеса. В компании реализована всеобъемлющая взаимосвязка процессов, взаимодействие специалистов и подразделений, работающих для достижения общей цели, по всей цепочке – от бурения и строительства до доставки и реализации продукции покупателям. Накоплен богатейший и во многом уникальный опыт, который может и должен быть использован при реализации сложных комплексных проектов освоения месторождений углеводородов континентального шельфа РФ. ■



«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

693020, Россия,
г. Южно-Сахалинск,
ул. Дзержинского, д. 35
Тел.: +7 (4242) 66-20-00
Факс: +7 (4242) 66-28-01
E-mail: ask@sakhalinenergy.ru
www.sakhalinenergy.ru