

Проведенные оценочные расчеты показали, что данная технология позволит увеличить дебит проектных горизонтальных скважин на 39 т/сут, тем самым увеличить NPV с 15 до 43 млн. р.

Следовательно, данная технология может быть рекомендована к применению.

Литература

1. Паршин Н.В. Опыт работы и оптимизация технологии МГРП без подъема ГНКТ на месторождении им. Виноградова / SPE-191720-18RPTC-RU – 2018. – 11 с.
2. Дополнение к Технологическому проекту разработки Лор-Еганского месторождения / ЗАО «ТИНГ» – 2014 г. – 300 с.

СОЗДАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ СЕКТОРА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ

Д.В. Каравский, В.А. Полянский

Научный руководители: доцент Л.В. Шишмина, аспирант П.Ю. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование компьютерного моделирования в нефтегазовой промышленности позволяет контролировать эксплуатацию месторождений и прогнозировать целевые параметры. Модели отдельных залежей углеводородов являются инструментами для оптимизации их работы. В большинстве случаев нефтедобывающие компании разрабатывают не один, а сразу несколько продуктивных горизонтов. В случае моделирования отдельно взятых пластов, связанных общей системой сбора, возможно искажение показателей разработки. Это связано с тем, что такие схемы не учитывают граничные условия общей системы сбора. Поэтому приобретают особую актуальность интегрированные модели «пласт-скважина-система сбора», которые позволяют оптимизировать систему разработки для достижения максимальных показателей по каждому из пластов.

Данная работа рассматривает интегрированное моделирование залежи, которое объединяет гидродинамические модели двух отдельно разработанных пластов сектора месторождения «Х», а также результаты оптимизации разработки этих горизонтов.

Месторождение «Х» было открыто в 1967 году. Оно находится в южной части Васюганского нефтеносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в Российской Федерации. Месторождение расположено в южной части Томской области (административный округ Парабель) и представляет собой нефтегазоконденсатное месторождение с низкими проницаемостями верхнеюрских песчаных коллекторов. Углеводородсодержащий пласт Васюганской свиты образован прибрежно-морскими и морскими отложениями: аргиллитами, алевролитами, песчаниками и глинами. Внутреннее геологическое строение васюганской свиты имеет сложную структуру, что обусловлено наличием поверхностей размыва и непроницаемых глин в залежах некоторых частей пласта.

Пласт Ю₁¹ является нефтяным (содержит 20% нефти всего месторождения «Х»), в то время как Ю₁² идентифицируется как нефтегазоконденсатный пласт с газовой шапкой. В нем находятся 80% от запасов нефти на месторождении (таблица 1).

Таблица 1

Геолого-физические характеристики пластов

Пласт	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²
Извлекаемые запасы нефти, %	20,0	80,0
Газовый фактор, м ³ /т	883,8	350,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,04	0,3
Плотность нефти пластовых условиях, кг/м ³	382,0	576,7
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	741,0	777
Давление насыщения, МПа	22,7	20,3
Начальное пластовое давление, МПа	24,5	24,9
Объемный коэффициент, м ³ /м ³	5,032	2,003

Очень низкая вязкость нефти в пластовых условиях и относительно высокая проницаемость пород определяют более высокую подвижность нефти пласта Ю₁¹ по сравнению с Ю₁², ввиду чего было решено разрабатывать их отдельно.

Месторождение «Х» разрабатывается компанией «ТомскГазпром» с помощью 91 добывающей скважины (31 скважина пласта Ю₁¹ и 60 скважин пласта Ю₁²), которые расположены на девяти кустовых площадках. Всего планируется ввести 36 кустовых площадок, которые будут вмещать 436 эксплуатационных скважин (138 скважин пласта Ю₁¹ и 338 эксплуатационных скважин, разрабатывающих Ю₁²).

На месторождении «Х» внедрена герметичная система сбора добытой жидкости. Сборный коллектор имеет подземный способ прокладки (на глубине 0,8 м). Продукция скважин поступает в выкидные линии, после чего направляются в измерительные установки, а затем через систему сбора в комплекс подготовки.

Устьевое давление скважин пласта Ю₁¹ составляет 170–190 бар (скважины фонтанируют), а устьевое давление скважин пласта Ю₁², составляет 13–40 бар (оборудованы УЭЦН). Общая система сбора рассчитана на максимальное давление в линии 40 бар и имеет единый узел сепарации. Таким образом, добывающие скважины пласта Ю₁¹, имеют очень высокое устьевое давление. В этих скважинах часто образуются гидраты, которые

блокируют поток. Это обусловлено высоким перепадом давления между устьем скважины и штуцерной линией ниже по потоку, когда эти скважины оборудованы штуцерами меньших диаметров (от 3 до 6 мм). Поток пластовой жидкости дросселируется в штуцере и подвергается мгновенному расширению после выхода из него, температура понижается, и выпадают гидраты. Поэтому эти скважины эксплуатируются с применением штуцеров большого поперечного сечения (8–18 мм в диаметре), что предотвращает образование гидратов. Однако из-за повышенного давления в выкидной линии возникает, так называемый, bottleneck effect – эффект передавливания соседних скважин из-за повышения давления в системе сбора. Некоторые УЭЦН (пласт Ю₁²) не могут обеспечить достаточный напор на устье. В результате происходит уменьшение объемов добычи нефти.

Основная цель проекта - оптимизировать разработку сектора нефтегазоконденсатного месторождения X с использованием интегрированной модели месторождения, созданной в программном обеспечении METTE. Для выполнения данной задачи необходимо создать точную интегрированную модель, протестировать её с различными вариантами систем сбора, оценить, в какой степени система сбора ограничивает добычу нефти, и выбрать оптимальный вариант на основе его экономической и технической эффективности.

После того, как была установлена причина невыполнения планов по добыче, компания приняла решение о введении метанольного хозяйства на месторождении, чтобы уменьшить давление в системе сбора. Это позволяет эксплуатировать скважины пласта Ю₁¹ штуцером маленького диаметра, что обеспечивает надежную работу скважин с УЭЦН. Такой вариант позволяет достичь оптимальной производительности для пласта Ю₁², но не может обеспечить максимальных показателей по пласту Ю₁¹. Поэтому было предложено два концептуальных проекта, подразумевающих использование раздельной системы сбора. В первом случае планировалось проложить линию низкого давления для эксплуатационных скважин пласта Ю₁², во втором – линию высокого давления для скважин Ю₁¹.

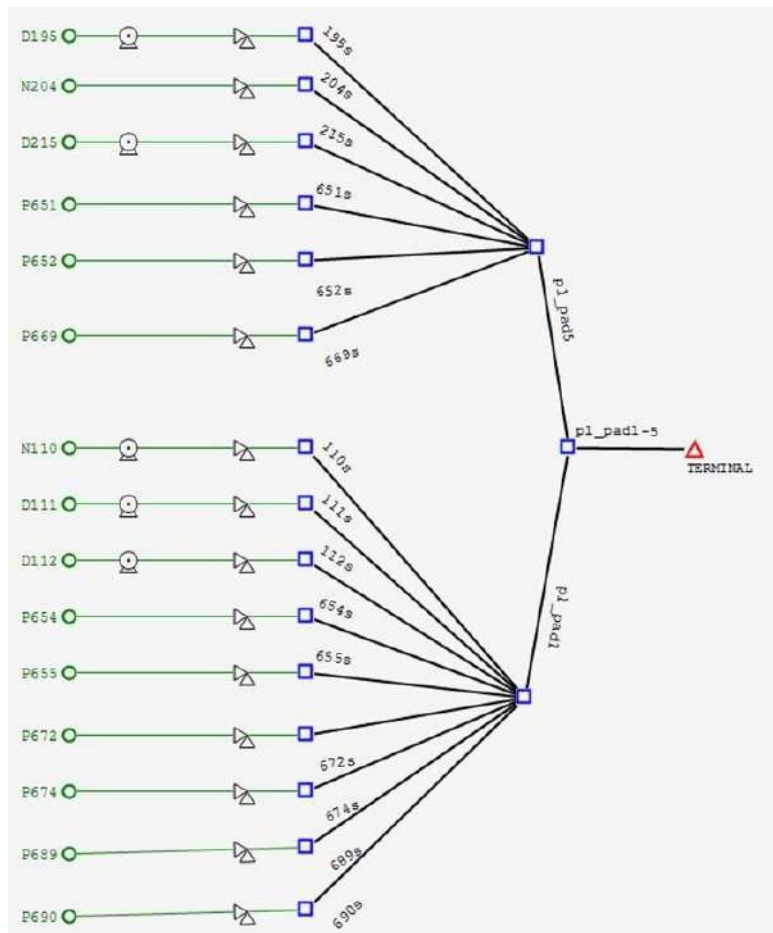


Рис. 1 Интегрированная модель

Создание интегрированных моделей (рисунок 1) данных проектов было разделено на несколько частей.

Во-первых, была проведена конвертация и адаптация исходных гидродинамических моделей симулятора Eclipse для работы в симуляторе Tempest MORE.

Поскольку программный пакет METTE может работать только с моделями, построенными в программном обеспечении Tempest MORE, исходные гидродинамические модели потока, созданные в Eclipse, должны были быть преобразованы в Tempest MORE и согласованы с реальными историческими значениями.

Далее следует создание PVT-модели. Она создана модулем корреляции программного обеспечения METTE. После проводилось построение профилей скважин на основе результатов, полученных в ходе иклинометрии.

Калибровка скважин проводилась по результатам их испытаний. В конце строилась сеточная модель, которая была интегрирована с моделями скважины.

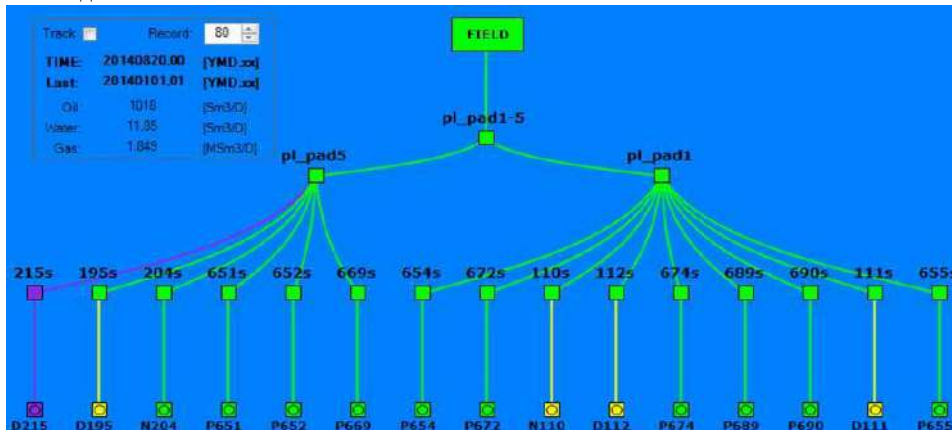


Рис. 2 Модель с единой системой сбора

На рисунке 2 показана симуляция предложенного компанией варианта (с внедрением метанольного хозяйства при общей системе сбора). Желтым цветом отмечены скважины, в которых используются УЭЦН (пласт Ю₁²), зелёным – скважины с естественным фонтанированием (Ю₁¹). При таком варианте скважина D215 передавлена.

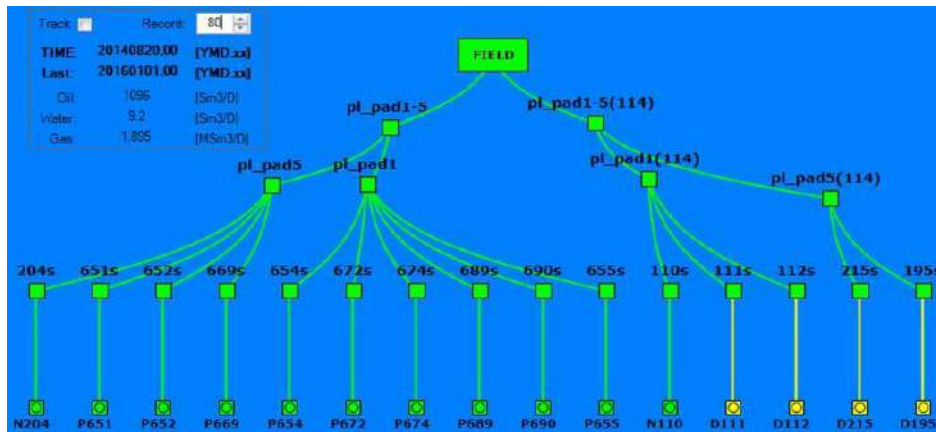


Рис. 3 Модель с раздельной системой сбора и линией низкого давления

На рисунке 3 – модель с раздельной системой сбора и линией низкого давления для скважин пласта Ю₁². Схема последнего концептуального проекта (с раздельной системой сбора и линией высокого давления) представлена на рисунке 4. В обоих случаях используется метанольное хозяйство. При этом скважины не передавливаются.

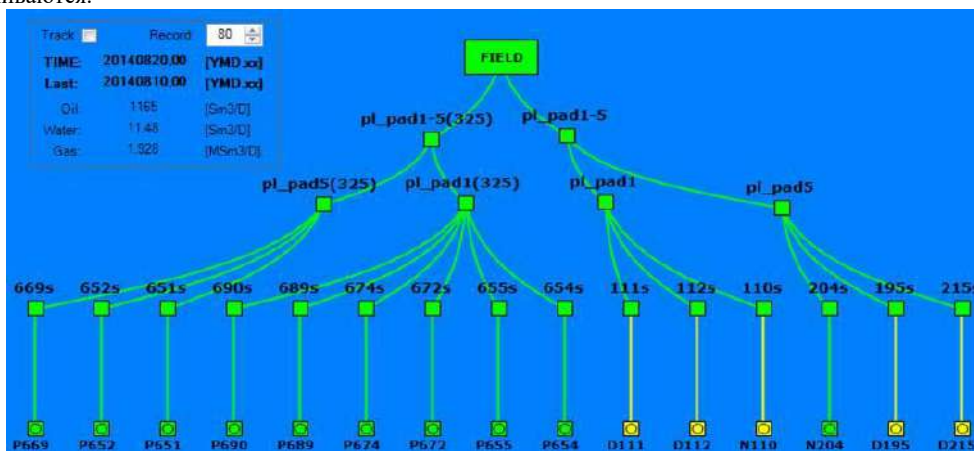


Рис.4 Модель с раздельной системой сбора и линией низкого давления

Параметры разработки при использовании каждого из вариантов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры разработки

	Дебит нефти, м ³ /сутки (2014)	Накопленная добыча нефти, млн. м ³ (2016)	Накопленная добыча газа, млрд. м ³ (2016)
Базовый вариант	1018	0,573	1,234
Линия низкого давления (раздельная система сбора)	1096	0,697	1,265
Линия высокого давления (раздельная система сбора)	1165	0,709	1,207

Таким образом, подтверждается влияние общей системы сбора на эффективность разработки месторождения «Х». С помощью интегрированной модели установлено явление передавливания скважин, вызванное высоким устьевым давлением в скважинах, эксплуатирующих пласт Ю11. Это стало возможным благодаря интеграции гидродинамических моделей с производственной системой в программном обеспечении МЕТТЕ.

Рассмотрены предлагаемые концептуальные проекты, и вариант с использованием линии высокого давления показал наилучшие результаты. По приблизительным экономическим оценкам, внедрение линии высокого давления принесет компании два миллиарда рублей прибыли в первые годы. Таким образом, используя результаты моделирования, можно прогнозировать схему разработки месторождения «Х», подбирать наиболее экономически выгодные варианты для её оптимизации.

Литература

1. Antonenko D.A. et al. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield (Russian) //SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2008.Barsukov V. Summary measurement report of GOR for TomskGazprom company. – 2013. (Oilteam company).
2. GeoQuest S. ECLIPSE reference manual //Schlumberger, Houston, Texas. – 2012.
3. Khasanov M.M. et al. Optimization of Production Capacity for Oil Field in the Russian Arctic (Russian) // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2013.
4. Lomovskikh S.V. et al. Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure //SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
5. Mustaeva S. et al. Integrated Reservoir Modeling of Two Urengoy Gas Fields (Russian) // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2012.

РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРИ ПОМОЩИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Б.К. Каскырбаев, В.М Ножкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Объектом исследования данной статьи являются трудноизвлекаемые запасы месторождений Западной Сибири, имеющие значения нефтенасыщенных толщин менее 30 метров, а проницаемость менее 10 мД.

По мере снижения проницаемости разрабатываемых месторождений происходит снижение проницаемость вводимых в разработку месторождений.

Со снижением проницаемости растет вклад технологической составляющей над геологической, для эффективной разработки месторождений необходим поиск новых технологических решений (рисунок 1.)

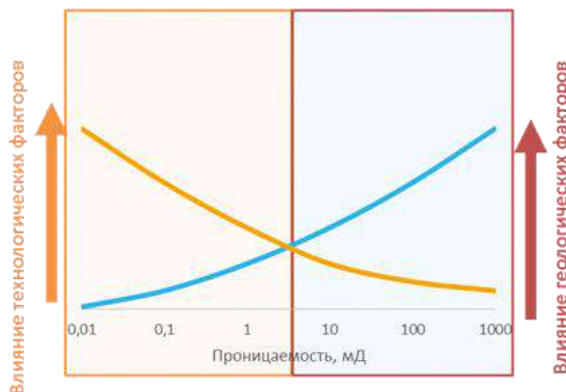


Рис. 1. Влияние технологического фактора на разработку месторождений