

Моделирование разработки ачимовских отложений в условиях низкой изученности

А.И. Кириллов * (ООО «Инженникс Групп»), А.К. Мальцев (ООО «Инженникс Групп»)

Введение

На сегодняшний день в Западно-Сибирской НГП в ачимовской толще открыто более 900 залежей нефти. Однако в разработку введено лишь 5% открытых месторождений. Объясняется это в первую очередь низкими фильтрационно-емкостными свойствами отложений. Но статистика по хорошо изученным месторождениям показывает, что ачимовские залежи формируются в различных фациальных зонах, для которых характерны различные ФЕС. В данной работе представлены результаты секторного геолого-гидродинамического моделирования трех фациальных зон ачимовских отложений (дистальная, проксимальная части и вершина конуса выноса) с целью прогнозирования уровней добычи нефти в условиях низкой изученности месторождения. На секторных моделях апробированы разные варианты заводнения пласта для системы разработки горизонтальными скважинами с МГРП. Полученные результаты использованы для расчета профилей добычи при вводе месторождения в разработку с различным темпом разбуривания и объемом вводимых запасов.

Концептуальная геологическая модель

Процесс создания геологической модели месторождения осложнялся главным фактором – недостаточностью информации. На территории работ проведена только сейсморазведка 2D и пробурено всего четыре скважины. В результате интеграции всей совокупности данных, в том числе и данных по региональной геологии, сформировались представления о генезисе и строении изучаемого клиноциклита, индексируемого, как Ач3. По данным бурения и сейсморазведки были выделены продуктивные и перспективные пласты: Ач3-0, Ач3-1, Ач3-2, Ач3-3. Используя свой предыдущий опыт работы с клиноформенными отложениями (в том числе и по данным трехмерной сейсморазведки), на основании результатов анализа волновой картины, а также карт палеорельефа были выделены ловушки ортоформ (на шельфовом склоне) и фондоформ (у подножия склона); ооконтурены зоны, предположительно связанные с различными частями конусов выноса (рис.1): дистальными, проксимальными и их вершинами.

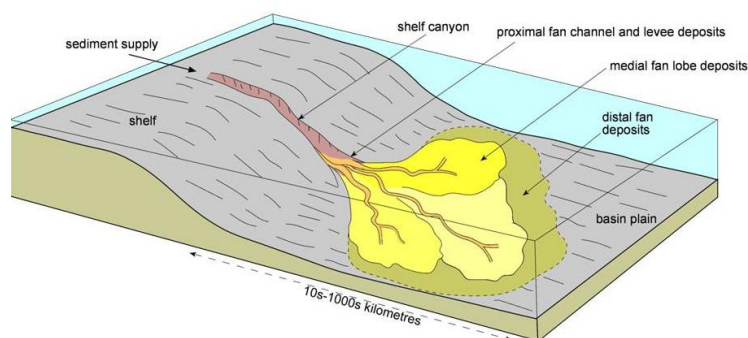


Рисунок 1. Клиноформенная модель строения отложений [Gary Nicholos, Sedimentology&Stratigraphy, (1)]

Секторное моделирование как способ масштабирования разработки

В пределах различных фациальных зон были выбраны наиболее характерные участки для моделирования секторных моделей, которые бы содержали элемент разработки – горизонтальная добывающая и нагнетательная скважины. В каждой предполагаемой фациальной зоне на основе статистической информации были определены минимальное,

максимальное и среднее значения коэффициентов пористости и проницаемости, которые использовались при моделировании сектора каждой зоны. Для геологического моделирования применялись комплексные исследования ядерного материала по изучению ФЕС месторождения. При моделировании начальная водонасыщенность рассчитывалась по модели переходной зоны, по зависимостям капиллярного давления для ачимовских отложений. Стоит отметить, что по пласту Ач3-1 коэффициент проницаемости (в среднем 1мД по керну) несколько выше по сравнению с основным продуктивным пластом Ач3-2 (среднее значение 0.26 мД по керну). По результатам анализа экспериментально была подобрана зависимость капиллярного давления от водонасыщенности и проведен расчет значений остаточной водонасыщенности. В результате были построены секторные геологические модели по трем различным фациальным зонам. Геологическая модель сектора создана для элемента разработки, по границе добывающей и нагнетательной скважин, при этом элемент разработки характеризуется половиной добывающей и половиной нагнетательной скважин.

Расчет пластовой системы описывается изотермической моделью “black oil”. При построении рvt-модели пласта Ач3-2 учитывались результаты трех глубинных проб. Кривые ОФП заданы по данным исследований керна для пласта Ач3-1. Для различных значений проницаемостей проектируется различная плотность сетки скважин. Для участков с низкими ФЕС рекомендуется использовать более плотную ПСС. Проксимальная часть и дистальная часть характеризуется низкими ФЕС, средняя проницаемость составляет 3 и 0.4мД. Для данных участков проектируется ПСС 31.5 Га/скв. Для участка вершины конуса выноса, которая характеризуется лучшими ФЕС (среднее значение $K_{пр}=5\text{мД}$), расстояние между рядами увеличили до 400м, при этом плотность сетки скважин составит 42Га/скв.

В качестве метода интенсификации для низкопроницаемых коллекторов была выбрана технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). При длине проектируемого горизонтального ствола 750м, предусматривается проведение 7-стадийного ГРП через каждые 100м скважины. Средняя проницаемость трещины, рассчитана по данным отчетов о ГРП на рассматриваемом месторождении, которая составила 156Д.

Сценарные подходы к вариантам заводнения:

1. Традиционный подход, когда разработку залежей начинают на естественных режимах, а закачку воды осуществляют с задержкой во времени. [2,3]
2. Подход к заводнению низкопроницаемых залежей, когда поддержание пластового давления следует начинать одновременно с добычей нефти [4].
3. Опережающая закачка воды при разработке низкопроницаемых коллекторов, с целью снизить риск быстрого падения пластового давления и дебита жидкости скважин [5].

Характеристика расчетных вариантов:

- Тип скважин добывающие / нагнетательные скважины – ГС длина 750 м;
- Расстояние между скв. в ряду / между рядами - 300/400м;
- ПСС 31.5 Га/скв (для дистальной и проксимальной части);
- ПСС 42 Га/скв (для вершины конуса выноса);
- Период расчета 30 лет.

Сценарии организации ППД:

- Одновременный ввод добывающих и нагнетательных скважин в эксплуатацию;
- С опережающей закачкой воды за период 1/2/3/6/9 месяцев;
- С отработкой нагнетательных скважин в качестве добывающих (1 и 3 месяца).

Дистальная часть. На первом этапе рассматривались варианты с одновременным вводом скважин в эксплуатацию и с отработкой нагнетательных скважин на нефть. Вариант с одновременным вводом в эксплуатацию добывающей и нагнетательной скважины характеризуется лучшими накопленными показателями (Рисунок 2). На втором этапе проведен расчет с одновременным вводом в эксплуатацию скважин и с различным периодом опережающей закачки воды (табл.1). Лучшим является вариант с опережающей закачкой на 1

месяц. Накопленная добыча нефти на 1 добывающую скважину составила за пять лет 26,8 тыс.т., за 30 лет 109,2 тыс.т.

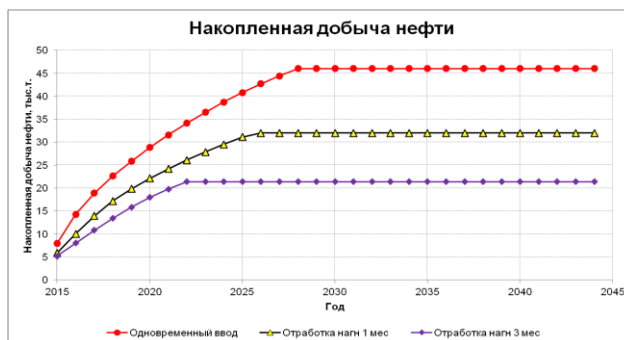


Рисунок 2. Сравнение вариантов по накопленной добыче нефти. Дистальная часть

Таблица 1. Сравнение вариантов по накопленной добыче нефти. Дистальная часть

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс.т.				
	1-ый год	2-ой год	3-ий год	4-ый год	5-ый год
одновременная закачка	7.9	14.3	18.9	22.6	25.9
1 month	8.0	14.8	19.5	23.4	26.8
2 month	7.7	14.5	19.3	23.2	26.7
3 month	7.2	14.2	19.1	23.1	26.5
6 month	5.5	13.0	18.4	22.5	26.0
9 month	3.4	11.6	17.5	21.8	25.4

Проксимальная часть. Рассчитаны варианты с одновременным вводом скважин в эксплуатацию и с отработкой нагнетательных скважин на нефть. Лучшим по накопленным показателям является вариант с одновременным вводом в эксплуатацию добывающей и нагнетательной скважин (рис. 3).

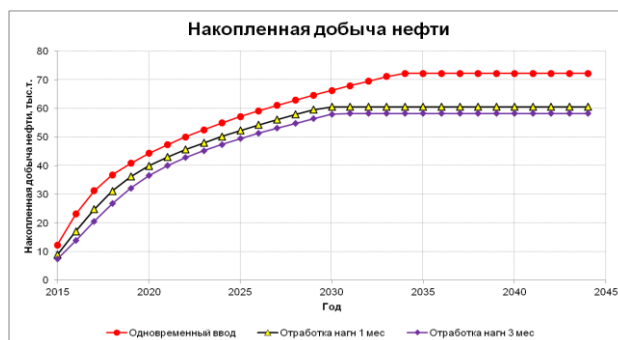


Рисунок 3. Сравнение вариантов по накопленной добыче нефти. Проксимальная часть

Далее сравнивались варианты с одновременным вводом в эксплуатацию скважин и с различным периодом опережающей закачки воды. Лучшим является вариант с опережающей закачкой воды на 1 месяц (табл. 2). Накопленная добыча нефти на 1 добывающую скважину составила за пять лет 41,6 тыс.т., за 30 лет 167,1 тыс.т.

Таблица 2. Сравнение вариантов по накопленной добыче нефти. Проксимальная часть

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс.т.				
	1-ый год	2-ой год	3-ий год	4-ый год	5-ый год
одновременная закачка	12.3	23.1	31.3	36.8	40.9
1 month	12.3	23.5	31.9	37.5	41.6
2 month	11.7	23.0	31.5	37.3	41.4
3 month	10.9	22.4	31.2	37.0	41.2
6 month	8.1	20.2	29.7	36.0	40.5
9 month	4.8	17.8	27.9	34.9	39.7

Вершина конуса выноса. На первом этапе рассматривались варианты с одновременным вводом скважин в эксплуатацию и с отработкой нагнетательных скважин на нефть. Вариант с одновременным вводом в эксплуатацию добывающей и нагнетательной скважины характеризуется лучшими накопленными показателями (рис. 4).

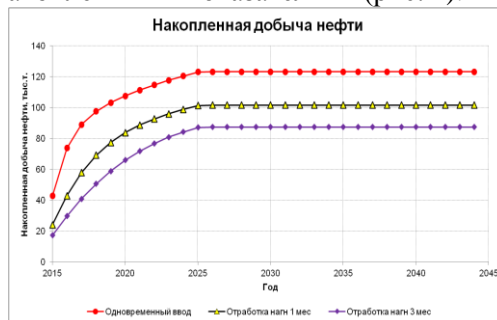


Рисунок 4. Сравнение вариантов по накопленной добыче нефти *Вершина конуса выноса*

На следующем этапе сравнивались варианты с одновременным вводом в эксплуатацию скважин и с различным периодом опережающей закачки воды. Лучшим является вариант с одновременным вводом в эксплуатацию добывающей и нагнетательной скважин. Накопленная добыча нефти на 1 добывающую скважину составила за пять лет 103,2 тыс.т., за 30 лет 273,8 тыс.т. (табл.3).

Таблица 3. Сравнение вариантов по накопленной добыче нефти. *Вершина конуса выноса.*

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс.т.				
	1-ый год	2-ой год	3-ий год	4-ый год	5-ый год
одновременная закачка	42.8	73.9	89.0	97.6	103.2
1 month	42.6	73.8	89.0	97.4	103.0
2 month	41.9	73.7	88.8	97.2	102.8
3 month	40.0	72.8	88.3	96.8	102.4
6 month	31.3	68.4	86.0	95.1	101.0
9 month	19.6	61.8	82.9	93.1	99.4

Проведенные расчеты на секторных моделях, в дальнейшем использовались для прогноза технологических показателей разработки по ряду сценариев для разных фациальных зон. Для каждого сценария задавался свой темп бурения скважин.

Выводы

1. В процессе работы реализовано секторное моделирование для расчета процесса разработки в условиях низкой степени изученности коллекторов.
2. Получены ключевые показатели разработки и темп падения дебитов для различных фациальных условий в пределах залежи, которые могут быть использованы для прогноза технологических показателей разработки.
3. Данный подход позволяет быстро проводить полномасштабные расчеты вариантов разработки с различным темпом ввода запасов и оптимизировать систему разработки.

Благодарности

Автор выражает благодарность своим коллегам за профессионализм и слаженную работу над проектом: Пороскуну Владимиру, Кузнецовой Наталье, Кляжникову Дмитрию.

Список литературы

1. Gary Nicholos «Sedimentology&Stratigraphy», 2nd edition, Wiley-Blackwell, 2009.
2. Баишев Б.Т. и др. «Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений». М., Недра, 1978г.
3. Хасанов М.М. и др. «Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть», М.Роснефть, научно-технический вестник 2007г.
4. Лысенко В.Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений».М.,Недра, 1991г.

5. Индрупский И.М. «Новые научно-методические и технологические решения применительно к разработке месторождений нефти и газа на основе модели эффективного порового пространства». М.,2010г.