

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ПОДВИЖНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПОДГАЗОВОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Поушев, И.Л. Чамеев,  
ООО “Тюменский нефтяной научный центр”

Самотлорское нефтегазовое месторождение было открыто в 1965 г. В первую очередь в эксплуатацию были введены перспективные нефтяные пласты АВ<sub>4-5</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>1-3</sup>, которые характеризовались высокими коллекторскими свойствами, низкой литологической неоднородностью, мощными эффективными нефтенасыщенными толщинами и наиболее доступными запасами углеводородов. С 2000-х годов, когда основные объекты практически выработали свои ресурсы, стал активно подключаться в разработку пласт АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> со сложной геологической структурой, относящийся к нижнему отделу меловой системы, представленной отложениями мегионской, вартовской, алымской свит. Для большей части площади Самотлорского лицензионного участка характерны преимущественно прибрежно-морские условия, зоны полузамкнутых морских заливов и лагун. Глинистые песчаники представлены фациями покровных отложений, – частое переслаивание таких песчаников с глинисто-алевролитистыми породами получило местное название «рябчик». Данные породы характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (пористостью, проницаемостью и нефтенасыщенностью), высокой остаточной и начальной водонасыщенностью и повышенной вертикальной анизотропией [1].

Одним из основных факторов, осложняющих разработку пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения, является наличие мощной газовой шапки, которая занимает более 25% площади залежи (532 км<sup>2</sup>), и обширной подгазовой зоны. Многолетняя эксплуатация пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> привела к внедрению нефти в зону выше начального газонефтяного контакта (ГНК) [1]. Разработка подгазовой зоны осложняется прорывами газа в добывающие скважины и, как следствие, высоким газовым фактором. Преждевременное “загазовывание” скважин ведет к потере большой доли промышленных запасов нефти, недостижению уровня проектной нефтеотдачи, увеличению сроков разработки и, в конечном итоге, к большим материальным затратам на извлечение нефти из пласта.

### Модель черной нелетучей нефти

В общем случае моделирование процесса конусообразования газа, как и многие другие задачи разработки месторождений, не имеет точного решения, поэтому для физико-математического моделирования данного процесса была применена трехфазная, трехмерная модель черной нелетучей нефти (Black oil model, Eclipse 100). Для проведения расчетов была использована действующая трехмерная полномасштабная гидродинамическая модель пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения, из которой был выделен сектор размерами 1120 × 960 × 94 м, разбитый на ячейки по 20 м по длине и ширине, 0,2 м – по высоте. Геометрические параметры модели представлены в табл. 1.

Таблица 1

#### Параметры гидродинамической модели пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения

Параметры	Значение	Параметры	Значение
Количество ячеек	578660 шт.	Свойства пластовой воды	
По X	56 шт.	Вязкость	0,51*10 <sup>-3</sup> Па с
По Y	48 шт.	Плотность	1014 кг/ м <sup>3</sup>
По Z	472 шт.	Свойства пластовой нефти	
Проницаемость по горизонтали	323*10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	Вязкость	0,73*10 <sup>-3</sup> Па с
Коэффициент анизотропии	0,1	Плотность в стандартных условиях	845 кг/м <sup>3</sup>
Пористость пласта	25 %	Пластовое давление	17 МПа

В модели нелетучей нефти предполагается наличие трех фаз (нефть – вода – газ). Модель нелетучей нефти базируется на уравнениях неразрывности и движения флюидов. Закон Дарси устанавливает зависимость между скоростью фильтрации и градиентом давления для каждой фазы. Предполагается, что при изотермической фильтрации флюиды в пласте находятся при постоянной температуре и в состоянии термодинамического равновесия. В этом случае зависимости *PVT* (давление – объем – температура) представлены как функции зависимости объемных коэффициентов от давления. Плотность флюидов и поровый объем выражаются как функции давления с помощью уравнений состояния в явном виде [2, 3].

#### Способ борьбы с прорывом газа из газовой шапки в добывающие скважины

Большинство гидродинамических моделей, используемых для прогнозных расчетов вариантов разработки и научных исследований процессов вытеснения нефти и газа,

содержат ячейки размером 100–200 м по горизонтали и около 1 м по вертикали. Однако характерные размеры явления конусообразования газа обычно не превышают нескольких десятков метров, а значит, в гидродинамической модели с шагом 100 м процесс возникновения газового конуса грубо усредняется в одной ячейке, так что среднее значение нефтенасыщенности в ячейке при сильной дискретизации гидродинамических расчетов не учитывает уже образовавшегося конуса газа. Данная секторная модель адаптирована к историческим показателям на 1.05.2011 и соответствует промыслово-геологическим условиям Самотлорского месторождения. Секторная модель содержит шесть скважин, участвующих в разработке, из которых две скважины находятся в бездействии по причине высокого газового фактора.

Как показано на рис. 1, скважина А1 расположена в зоне максимальной концентрации остаточных подвижных запасов нефти, однако согласно прогнозным расчетам (базовый вариант) данная скважина из-за преждевременного прорыва газа из вышележащей газовой шапки начинает “загазовываться” и через 15 месяцев с начала эксплуатации выходит из строя (рис. 2). В результате зона максимальной концентрации остаточных подвижных запасов нефти “выключается” из разработки, что является недопустимым с точки зрения эффективной эксплуатации месторождения. Одним из наиболее оптимальных способов выработки остаточных запасов нефти в районе скважины А1 может стать зарезка бокового ствола из скважины А5.

Для прогнозирования повышения эффективности технологии зарезки бокового ствола (ЗБС) на описанной выше секторной гидродинамической модели были проведены прогнозные расчеты вариантов, когда ЗБС располагались на расстоянии 25, 50, 75, 100 и 125 м от добывающей скважины А1 (рис. 3). В расчетах критерием остановки скважины являлось достижение концентрацией газа предельного значения – 50% от объема жидкости на приеме электроцентробежного насоса.

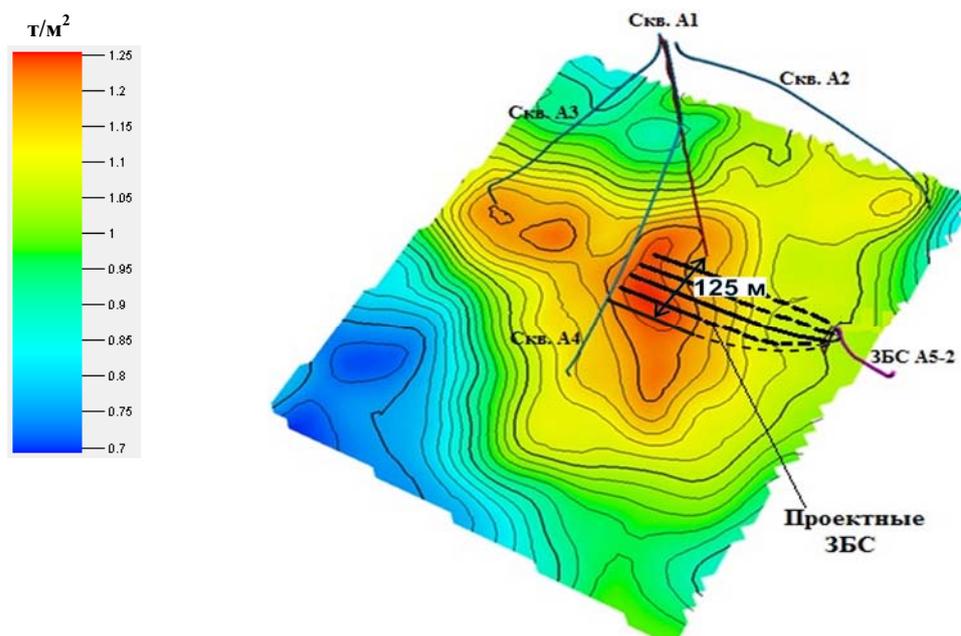


Рис. 1. Карта плотности остаточных подвижных запасов нефти

Выполненные расчеты указывают на более высокую эффективность выработки остаточных подвижных запасов нефти проектными ЗБС, в сравнении с работой вертикальной скважины А1. На начало прогноза (1.04.2011) стартовый дебит по нефти для вертикальной скважины А1 составил  $5,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ , в то время как для различных положений ЗБС А5-2 относительно скважины А1 стартовые дебиты по нефти варьировались от 97 до  $124 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Результаты расчетов показывают, что с увеличением расстояния между ЗБС и вертикальной скважиной А1 эффективность ЗБС уменьшается. Это объясняется увеличением мощности газовой шапки в юго-западном направлении, а следовательно, и увеличением газового фактора и скорости подтягивания газа из газовой шапки к перфорационным отверстиям проектных ЗБС. Согласно полученным расчетам на гидродинамической модели наиболее оптимальным является расположение ЗБС на расстоянии 25 м от скважины А1 (рис. 4).

Из-за подтягивания конуса газа наибольшая продолжительность рентабельной добычи проектных ЗБС составляет 20 месяцев, а наибольшая накопленная добыча нефти составляет  $40,4 \text{ тыс. м}^3$ . Таким образом, можно сделать вывод о том, что проектные ЗБС не реализуют свой потенциал по добыче нефти: запасы на скважину составляют  $120 \text{ тыс. м}^3$ , а накопленная –  $40,4 \text{ тыс. м}^3$ , следовательно, выработка остаточных подвижных запасов составляет всего около 30%.

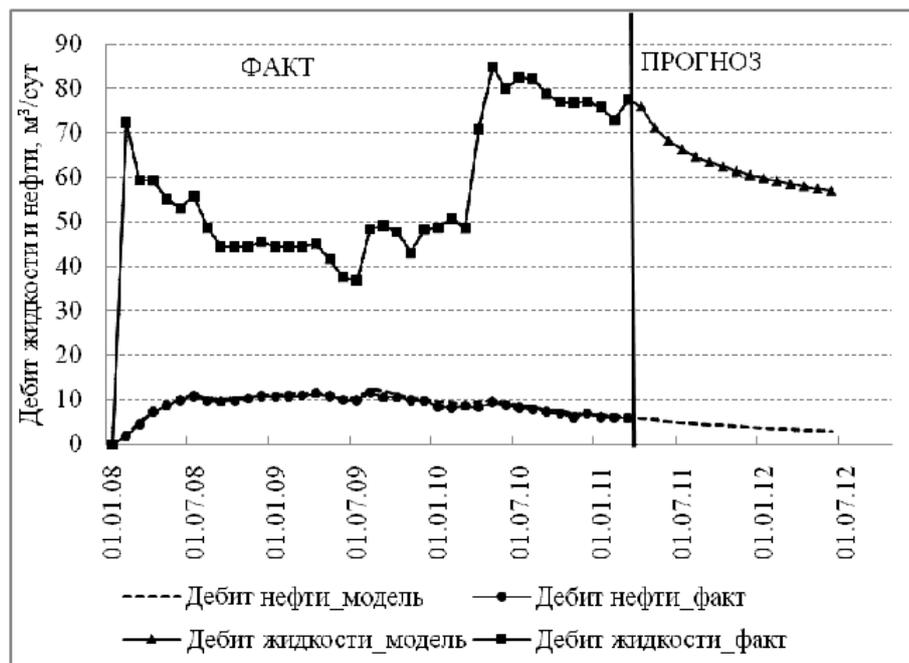


Рис. 2. Прогнозный расчет дебита жидкости и нефти скважины А1 (базовый вариант)

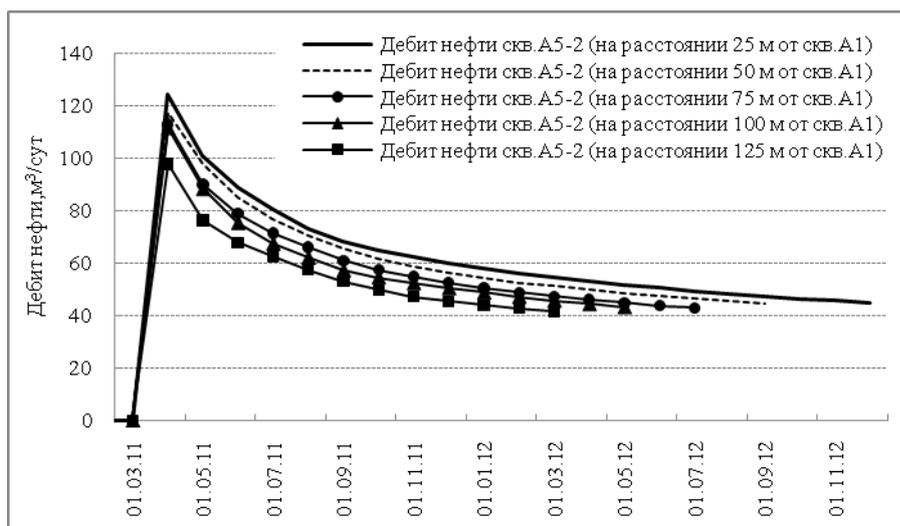


Рис. 3. Расчеты дебита нефти для ЗБС А5-2, расположенных на расстоянии 25, 50, 75, 100 и 125 м от добывающей скважины А1

В связи с вышеизложенным можно сделать вывод об очевидной актуальности поиска новых технологий, направленных на борьбу с подтягиванием газа из газовой шапки и увеличение нефтеотдачи от ЗБС. В данной работе предлагается перевести малоэффективную скважину А1 под газодобычу и с помощью нее реализовать технологию форсированного отбора газа из газовой шапки. Согласно проведенному анализу, наиболее эффективным является вскрытие 50%-ного интервала от кровли до подошвы в газонасыщенной зоне [2, 3]. Для определения эффективности технологии

форсированного отбора газа из газовой шапки на гидродинамических моделях были проведены прогнозные расчеты вариантов, когда ЗБС располагались на расстоянии 25, 50, 75, 100 и 125 м от газодобывающей скважины А1 (рис. 4). Результаты расчетов показывают, что с увеличением расстояния между ЗБС и вертикальной газодобывающей скважиной А1 эффективность ЗБС уменьшается. Установлено, что наиболее эффективной технологией разработки пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> является расположение ЗБС на расстоянии 25 м от газоотборной скважины А1. По сравнению с вариантом без отбора газа, дополнительная добыча нефти увеличивается на 57% и составляет 69,2 тыс. м<sup>3</sup>, а продолжительность рентабельной работы проектной ЗБС увеличивается в два раза, с 20 до 40 месяцев.

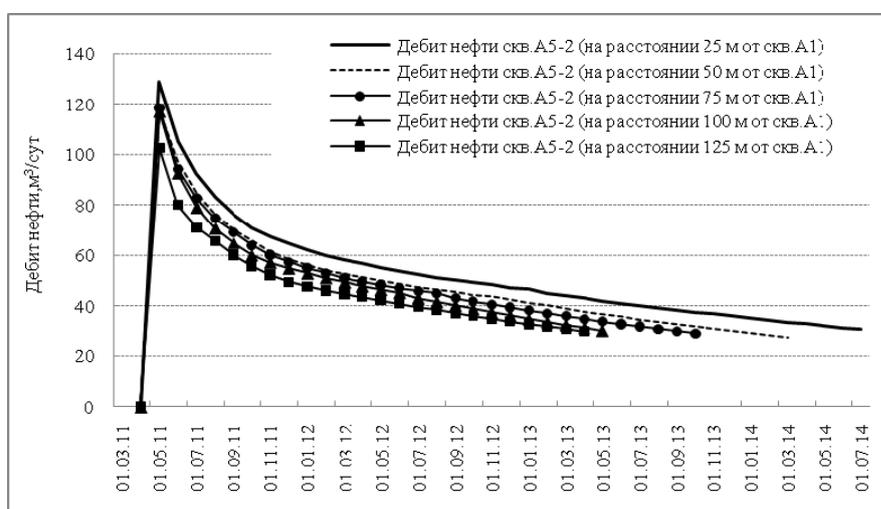


Рис. 4. Прогнозные расчеты дебита нефти для ЗБС А5-2, расположенных на расстоянии 25, 50, 75, 100 и 125 м от газодобывающей скважины А1

Таблица 2

**Сравнение накопленной добычи нефти и времени рентабельной работы ЗБС А5-2 в зависимости от расстояния до скважины А1**

Расстояние от ЗБС до скв. А1, м	Без отбора газа скв. А1		С отбором газа скв. А1	
	Время рентабельной добычи, мес.	Накопленная добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup>	Время рентабельной добычи, мес.	Накопленная добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup>
25	21	40,4	40	63,5
50	17	34,3	35	52,5
75	15	29,5	30	46,2
100	13	25,8	26	39,3
125	11	20,8	24	34,9

В табл. 2 и на рис. 5 приводится сравнение накопленной добычи нефти и времени рентабельной работы ЗБС А5-2 в зависимости от расстояния до скважины А1.

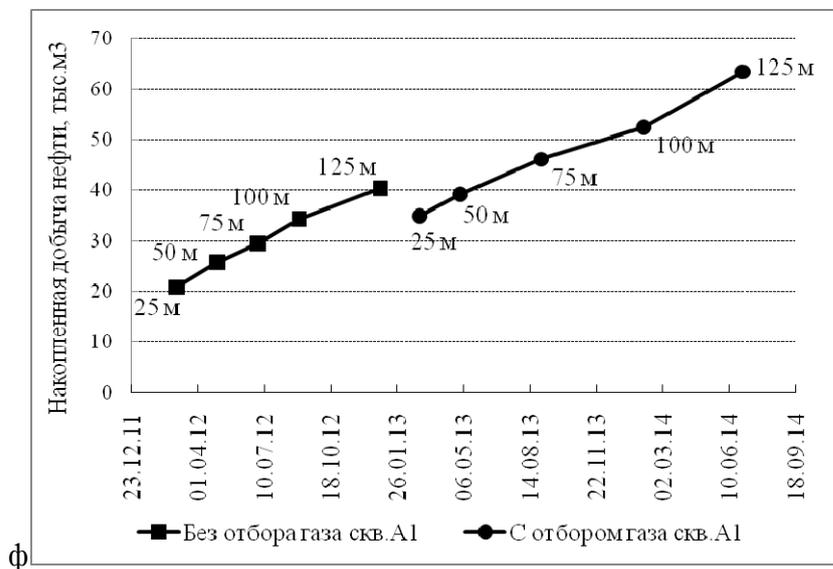


Рис. 5. Сравнение накопленной добычи нефти и времени рентабельной работы ЗБС А5-2 в зависимости от расстояния до скважины А1

### Выводы

1. В данной работе рассмотрена проблема разработки подгазовой зоны пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского нефтегазового месторождения, связанная с преждевременным прорывом газа из газовой шапки в добывающие скважины.
2. Для прогнозирования повышения эффективности извлечения остаточных подвижных запасов нефти на секторной гидродинамической модели были проведены прогнозные расчеты вариантов различного расположения ЗБС относительно добывающей скважины А1.
3. Представлена новая технология увеличения нефтеотдачи, основанная на переводе малоэффективной скважины А1 под газодобычу. Установлено, что наиболее эффективной технологией разработки пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> является расположение ЗБС на расстоянии 25 м от газоотборной скважины А1. По сравнению с вариантом без отбора газа дополнительная добыча нефти от проектной ЗБС увеличивается на 57%, а продолжительность рентабельной работы проектной ЗБС увеличивается практически вдвое.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Горобец Е.А., Аржиловский А.В., Волков И.А., Глебов А.О., Чупров А.А.* Разработка трудноизвлекаемых запасов пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения // Нефт. хоз-во. 2011. № 9. С. 55–57.
2. *Телков А.П., Краснова Т.Л.* Расчет оптимального местоположения и дебита горизонтальной скважины, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой // Геология, геофизика и разраб. нефт. месторождений. 1997. № 6. С. 34.
3. *Краснов И.И.* Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи. Дис.... канд. техн. наук. Тюмень, 1991 (фонд ТГНГУ).