3. Нерадовский Ю.Н., Даувальтер В.А., Савченко Е.Э. Генезис фрамбоидального пирита в современных осадках озер (Кольский п-в) // Записки РМО. – 2009. – Ч. 138, № 6. – С. 50-55.
4. Corner G., Kolka V., Yevzerov V., Møller J. Postglacial relative sea-level change and stratigraphy of raised coastal basins on Kola Peninsula, northwest Russia // Global and Planetary Change 31. – 2001. – P. 155-177.
5. Korsakova O., Kolka V. (eds). Quaternary geology and landforming processes. Excursion guide of the International Field Symposium, Kola Peninsula, NW Russia. – September 4-9, 2005. Apatity: Print. Kola Science Centre RAS. – 2005. – 68 p.
6. Snyder J.A., Korsun S.A. & Forman S.L. Postglacial emergence and the Tapes transgression, north-central Kola Peninsula, Russia // Boreas. – 1996. – Vol. 25. – P. 47-56.

БАВЛИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ. ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ, ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ МАСШТАБНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕЙ

Хафизов А.Р., Хафизов Р.Р.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, e-mail: Airat-261@rambler.ru

Бавлинское нефтяное месторождение, являющееся одним из крупнейших в республике Татарстан, располагается в юго-восточной части в пределах Бавлинского района, который на юге граничит с Оренбургской областью, а на востоке – с Башкортостаном. В орогидрографическом отношении район месторождения является частью Бугульминско-Белебеевской возвышенности с рельефом, осложненным долинами рек и небольших водораздельных плато. Обзорная схема Бавлинского месторождения представлена на рис. 1.

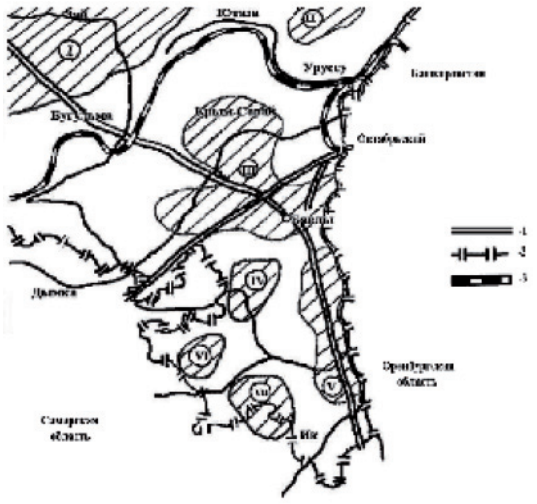

Рис. 1. Обзорная схема района Бавлинского месторождения 1 – автомобильные дороги; 2 – граница Татарстана; 3 – железные дороги; месторождения: I – Ромашкинское; II – Сабанчинское; III – Бавлинское; IV – Алексеевское; V – Урус-Тамакское; VI – Фоминское; VII – Тат-Кандызское

В целом, на территории Бавлинского месторождения выделяется пять структурно-морфологически обособленных участков: собственно Бавлинский (Основная залежь), Жмакинский, северо-восточный, Ново-Бавлинский и Крым-Сарайский. Осадочная толща представлена отложениями девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем.

Наиболее продуктивен пашийский горизонт на трех площадях Бавлинского месторождения – собственно Бавлинской, северо-восточной, Ново-Бавлинской (рис. 2).

В отложениях пашийского горизонта выделено шесть залежей нефти, в целом оконтуренных изогипсой минус 1490 м и отличающихся по своим размерам и амплитуде. Так, наиболее крупная из них собственно Бавлинская (Основная) пластово-сводовая залежь имеет размеры 10×15 км и высоту около 25 м. Средняя абсолютная отметка ВНК залежи равна минус 1488,3 м. Средняя нефтенасыщенная толщина – 10,6 м. Они характеризуются достаточной степенью однородности (коэффициент расчленнености составляет 2, коэффициент песчанистости – 0,853) и в среднем высокими значениями коллекторских свойств (пористость – 20,4%, проницаемость – 0,649 мкм^2, нефтенасыщенность – 0,85).

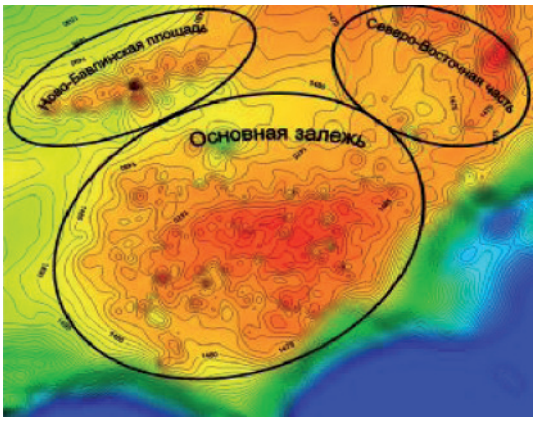

Рис. 2. Структурная карта пласта $Д_1$ пашийского горизонта Основной залежи

Промышленная разработка Основной залежи началась в 1949 году с применением законтурного и приконтурного заводнения. К 1956 году залежь была в основном разбурена сеткой скважин 400×500 м.

Бавлинское месторождение известно по всей стране и за рубежом благодаря проведению на нем в течении 3-х десятилетий уникального промышленного эксперимента. В 1957 году на Бавлинском месторождении начат масштабный эксперимент, целью которого являлось определение влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу и сохранение объема добычи при остановке 50% действующего фонда. Было остановлено 65 фонтанных скважин, с суммарным дебитом ~5000 т/сут. Сохранение уровня добычи возможно было только при оптимизации фонда и увеличении объемов закачки.

Основные выводы проведенного эксперимента:

– необходимо подходить к разработке месторождения с выбором оптимальной сетки скважин, даже в условиях идеального однородного по разрезу коллектора, т.е. при выборе должны учитываться коллекторские свойства продуктивного пласта, типы коллекторов, геологическое строение залежи и т.д.;

– в условиях высокопродуктивных коллекторов редкая сетка не позволяет вовлечь в разработку большую часть запасов, при этом ожидаемые потери в 1,5-2% не оправдались, а оценки некоторых в 12,5% наиболее объективны;

– с начала проведения эксперимента наблюдается увеличение обводненности, безводный период эксплуатации закончился через год после начала эксперимента; проанализировав ситуацию, по истечению многих лет, видно, что изначально результатом данного эксперимента будет сокращение периода безводной эксплуатации и падения добычи нефти;

– проведение данного эксперимента сильно отражается на разработке остаточных запасов Основной залежи в настоящее время;

– как правило, с целью продления периода безводной эксплуатации вскрытие продуктивного пласта проводили в кровельной ее части;

– экспериментальные работы подобного рода и такого масштаба отрицательно сказываются на нефтеизвлечение, т.е. большая часть запасов остается не

задействованной в разработку; подходя объективно в сравнении с Ромашкинским месторождением, Бавлинское месторождение в настоящее время должно быть на пороге льготного НДПИ, т.е. выработка запасов около 72-75%.

В настоящее время наиболее выработанной в зоне работы НГДУ «Бавлынефть» является Основная залежь Бавлинского месторождения, на которой сосредоточено 84% балансовых запасов месторождения. Как видно на рис. 3, залежь находится на поздней стадии разработки, при этом основные запасы из высокопродуктивных пластов в значительной степени уже выработаны, продолжается разработка оставшихся, так сказать, трудноизвлекаемых запасов. Характерными для залежи являются высокая степень обводненности продукции и низкие дебиты нефти.

Подвергая анализу фонд скважин, можно сказать, что запуск в работу скважин, которые ранее были остановлены на период эксперимента, отмечались резким ростом обводненности (т.к. залежь перешла в заключительную 4-ую стадию разработки). Бурение новых скважин с целью выработки остаточных запасов на сегодня является очень рискованным, с точки зрения получения дебита и окупаемости затрат. Для доказательства были проанализированы скважины (номера выбраны условно) №123 и №456 (пробурены в 1992 и 1950 гг. соответственно). Разрезы двух соседних скважин идентичны между собой в плане литологии, мощности и абсолютных отметок. Однако нефтенасыщение резко отличны. В скважине №456 наблюдаем сплошное нефтенасыщение, а в скважине №123 в верхней части продуктивного пласта мощность ~3 м обводнена или промыта нагнетаемой водой. Таким образом, за время разработки на данном участке произошло обводнение продуктивного пласта в серединной его части. Анализируя скважины, пробуренные после 1988 года, подобная ситуация наблюдается практически на всей залежи.

В водонефтяной зоне, т.е. в зоне ВНК нефть окисленная и имеет повышенную вязкость и как следствие меньшую подвижность. В настоящее время коллектор обводнен в верхней части нефтяного пласта. Таким образом, можно предполагать, что в верхней части имеется аналогичный контакт нефть-вода с окисленной нефтью. Исходя из этого, можно утверждать, что нефтяная зона пласта и сверху, и снизу ограничена водой, при этом гравитационного разделения не происходит. Из-за окисленности нефтей в контакте с водой нефтяная зона находится, так сказать «в консервированном состоянии».

Таким образом, в результате проведенного масштабного эксперимента наглядно видно, что невыработанными осталась большая доля запасов приуроченная к ВНЗ и НЗ, которые можно назвать категорией трудноизвлекаемых запасов. Бурение и ЗБС на Основной залежи в настоящее время очень рискованно. Причиной тому является заводненность коллектора. В настоящее время для поддержания текущего уровня добычи на Основной залежи и рентабельности в условиях рыночной экономики необходимо продолжать применение методов по увеличению нефтеотдачи пластов по добывающему фонду и особенно по нагнетательному, закачкой систем, направленных на отмыв нефти и блокирование промытых участков.

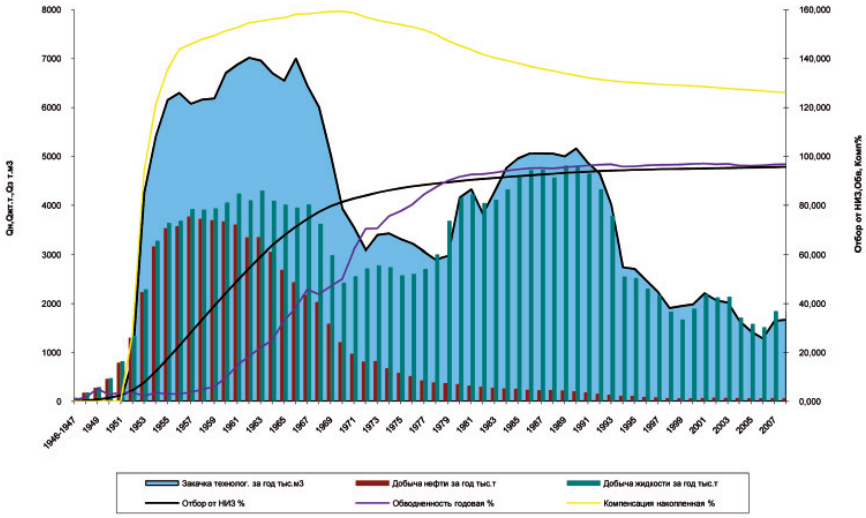

Рис. 3. Динамика основных показателей Основной залежи горизонта Д, Бавлинского месторождения 0,00020,00040,00060,00080,000100,000120,000

В настоящее время Основная залежь находится в разработке со следующими показателями: анализ динамики добычи нефти показывает, что текущая годовая добыча составляет около 2% от максимального уровня 3785 тыс. т, достигнутого в 1957 году, обводненность продукции в 2010 г. составила ~96,5%, дебит по нефти – 1,55 т/сут, по жидкости ~50 т/сут. За все время эксплуатации из Основной залежи отобрано ~64,5 млн т. нефти.

Наиболее перспективные технологии МУН, применяемые на Основной залежи представлены в таблице.

Подытожив, можно сказать, что дальнейшие перспективы разработки Основной залежи будут непрерывно связаны только с разработкой новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов.

Применяемые методы увеличения нефтеотдачи на Основной залежи по добывающим и нагнетательным скважинам

Добывающие скважины	Нагнетательные скважины
ГИВ	Темпоскрин
ТБиВ	КДС
Глубокие внедрения в пласт	Гидрофобная эмульсия
УДВ	ВУКСЖ
ДП	Кольматация
ЭГВ	СНПХ-95М
ВИВ	ВУС
Миапром	Полимерно-глинистая композиция
ГРП	КПАС
	ГРП
	ПДС
	ГЭР
	КПС
	НБП
	ЩПК
	Ксантан
	ЦСМ