

УДК 622.276.1.4

**А.С. Сирота**, ГИП по НГДУ, e-mail: SirotaAS@Bashaneft.ru;

**А.И. Уразбахтина**, ведущий инженер, ООО «БашНИПИнефть»

## ДОРАЗРАБОТКА ВОДОПЛАВАЮЩЕЙ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА DIV ТУЙМАЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Нижним промышленно-нефтеносным горизонтом в разрезе Туймазинского месторождения является продуктивный горизонт DIV терригенной толщи девона. Залечь нефти в DIV обнаружена в начале 1952 г. скв. 711, вскрывшей нефте-водонасыщенные песчаники толщиной 5,4 м (рис. 1). Опробование песчаников этого горизонта было проведено в интервале 1689–1690,6 м, и был получен промышленный приток нефти.*

Пласты песчаников горизонта DIV обладают высокими коллекторскими свойствами: в среднем пористость составляет 19,0%, проницаемость – до 0,552 мкм<sup>2</sup>, начальная нефтенасыщенность – 0,80 доли ед.

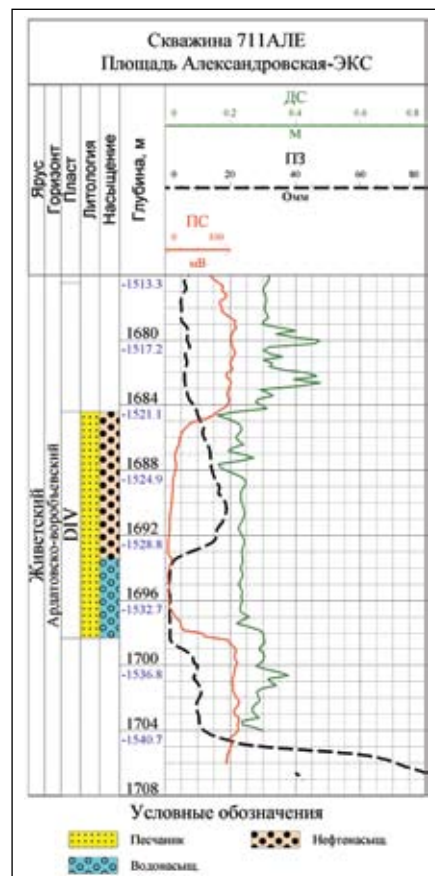


Рис. 1. Продуктивный разрез в скв. 711

Залечь нефти пластовая сводовая, по всей площади подстилается водой (водоплавающая). Водонефтяной контакт (ВНК) залежи представляет собой почти горизонтальную поверхность с отметкой 1694 м (рис. 2). Величина НИЗ превышает 2,0 млн т. Нефтенасыщенные толщины коллекторов изменяются от 1,8 до 7,8 м. Залечь высокопродуктивная, характеризуется естественным упруго-водонапорным режимом с активной водонапорной областью. Первоначальное пластовое давление составляло 18,1 МПа, что соответствует гидростатическому. В течение первых восьми лет эксплуатировалась одна разведочная скв. 711АЛЕ. Разбуривание залежи началось в 1957 г. и было закончено в 1963 г. За это время пробурили и ввели в эксплуатацию восемь добывающих скважин (плотность сетки скважин (ПСС) – 18,5 га/скв.). До 1960 г. средний дебит скважин по нефти достигал 55 т/сут., разработка сопровождалась интенсивным обводнением. За этот период обводненность продукции выросла с 9,1 до 45,9%. За все годы разработки действующий фонд нефтяных скважин не превышал девяти единиц. За счет активной водонапорной системы (без поддержания пластового давления) дебиты скважин по жидкости достигали 250–300 т/сут.

Динамика технологических показателей разработки горизонта DIV приведена на рисунке 3. Максимальная добыча нефти была достигнута в 1965 г. и составила 62 тыс. т, или 2,6% от начальных геологических запасов, при этом величина пластового давления Рпл составляла 18,0 МПа (рис. 3), что свидетельствует об активности законтурной области. Отбор жидкости постоянно увеличивался и сохранялся на уровне 420–489 тыс. т до 1978 г. После увеличения отборов жидкости темп роста обводненности продукции увеличился. Обводненность продукции к 1970 г. достигла 96,4% и сохранялась на уровне 95,0–97,0% до 1992 г., несмотря на выход в тираж высокообводненных скважин. В 1995 г. была остановлена последняя скважина с обводненностью продукции 98,4%. На момент остановки всего было отобрано 964 тыс. т нефти (74% от извлекаемых запасов), величина КИН достигла 0,403 доли ед. Распределение остаточной нефтенасыщенности залежи пласта DIV по состоянию на 01.01.1996 г. (момент остановки разработки) приведено на рисунке 4. Известно, что при разработке водоплавающих залежей скважины «выходят в тираж» по причине обводнения продукции из-за конусообразования.

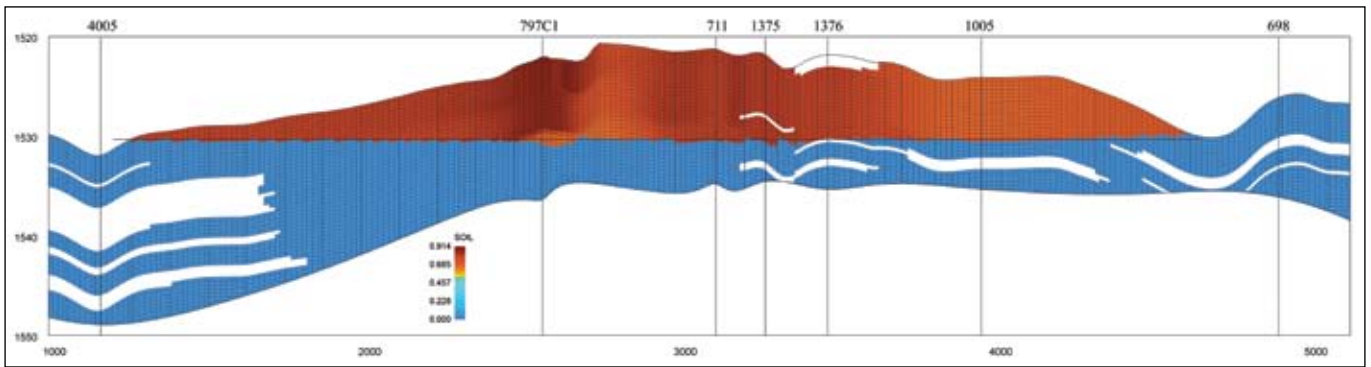


Рис. 2. Схематический профиль пласта DIV Туймазинского нефтяного месторождения

Опережающим образом в процессе фильтрации участвует более подвижная жидкость – пластовая вода. Остаточные запасы нефти на конец разработки сосредотачиваются, как правило, в тех зонах, где процесс вытеснения нефти водой был слабым или отсутствовал. Залежь пласта DIV разрабатывалась без поддержания пластового давления. Авторами установлено, что при существующем механизме вытеснения остаточные запасы нефти сосредоточены в межскважинном пространстве, увеличиваясь по объему снизу вверх, что привело к образованию обратного конуса остаточной нефтенасыщенности (см. схему на рис. 5).

Определение зон сосредоточения остаточных запасов нефти позволило рекомендовать мероприятия, позволяющие повторно вовлечь в разработку залежи и повысить конечную нефтеотдачу. Разработка залежи была возобновлена в 1999 г. путем бурения из скв. 711 бокового ствола (БС, рис. 6). Средний начальный дебит бокового ствола из этой скважины по нефти составил 50,9 т/сут., по жидкости – 63,0 т/сут. Текущий дебит (в 2010 г.) по нефти – 4,8 т/сут., по жидкости – 80,1 т/сут., обводненность продукции – 94,0%, а накопленная добыча на 01.01.2010 г. – 66 тыс. т нефти (табл. 1).

По состоянию на 01.01.2010 г. на залежи пласта DIV пробурено восемь боковых стволов (плотность сетки – 13,4 га/скв), накопленная добыча нефти из которых составляет 213,6 тыс. т нефти. Во всех боковых стволах было вскрыто не более 1 м нефтенасыщенной толщины, при этом интервал перфорации был максимально удален от водонефтяного контакта (кровельная часть пласта).

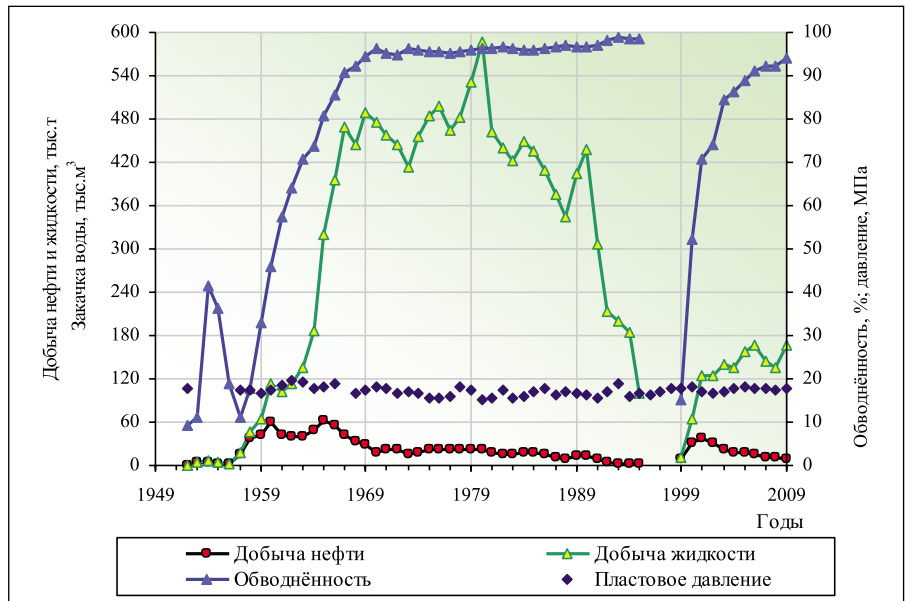


Рис. 3. График разработки пласта DIV ардатовско-воробьевского горизонта

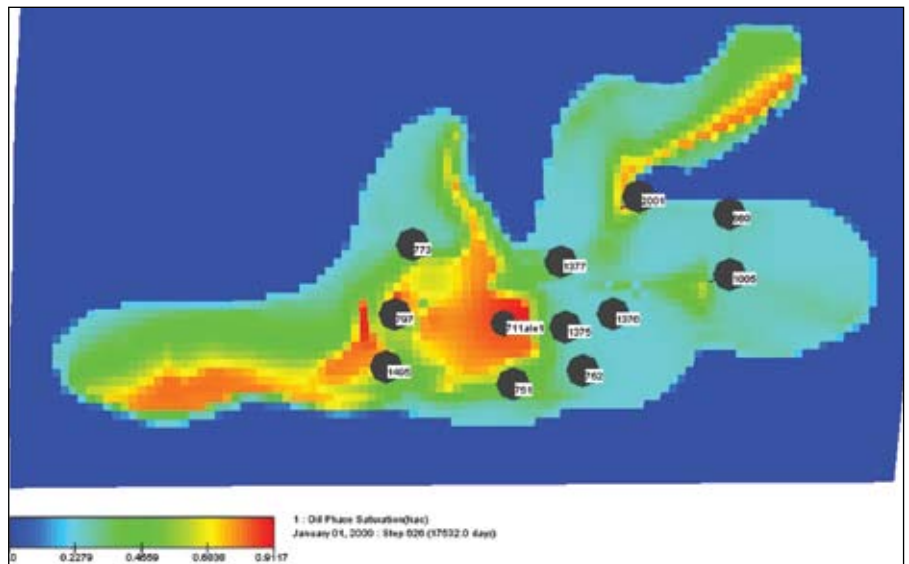


Рис. 4. Распределение остаточной нефтенасыщенности пласта DIV по состоянию на 01.01.1996 г.

Текущий дебит скважин по нефти составляет 4,0 т/сут., текущая обводненность продукции – 94,1%. Результаты эксплуатации боковых стволов 750С1, 751С1, 753С1, пробуренных в

краевых частях залежи, свидетельствуют о подтягивании контура нефтеносности, вероятнее всего, с южной стороны. Хотя по данным ГИС в районе данных скважин и отмечается остаточная нефтенасы-

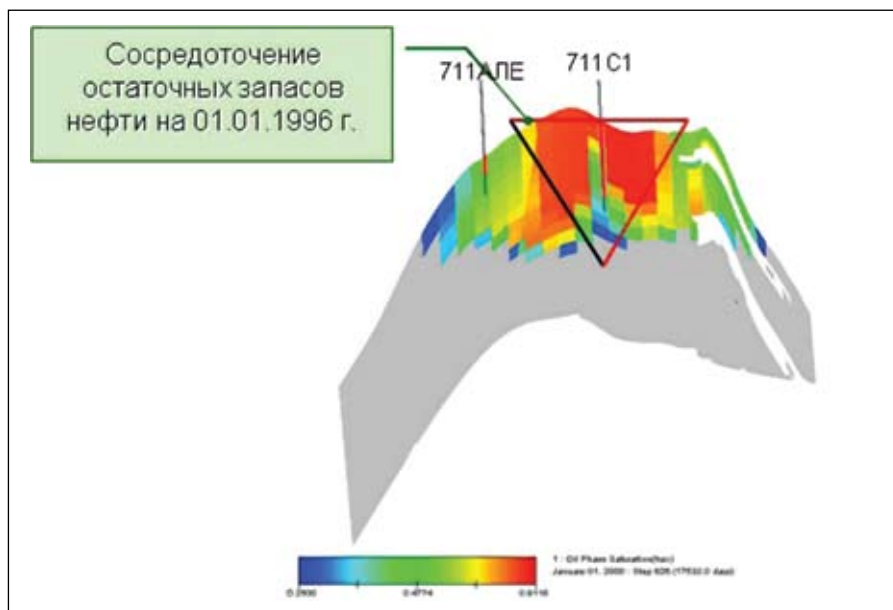


Рис. 5. Распределение остаточной нефтенасыщенности пласта DIV (разрез скв. 711АЛЕ-711С1)

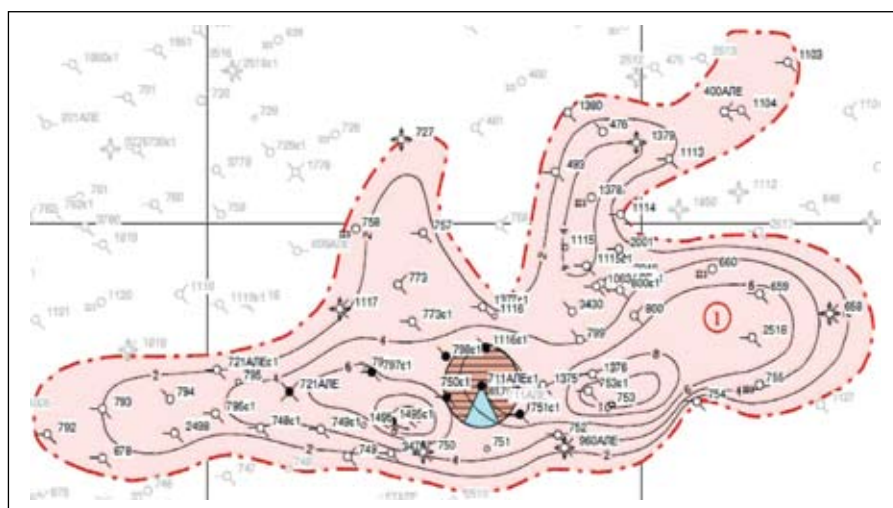


Рис. 6. Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2000 г.

щенность, в процессе фильтрации принимает участие в основном пластовая вода как более подвижный флюид. Подтверждается низкая эффективность БС, бурящихся в зонах вблизи ВНК.

На данный момент в среднем в расчете на один пробуренный боковой ствол уже добыто 26,6 тыс. т нефти, что свидетельствует о высокой эффективности активизации разработки рас-

Таблица 1. Показатели работы боковых стволов, пробуренных на пласт DIV

№ скважины	Дата зарезки БС	Начальный дебит БС, т/сут		Текущий дебит БС, т/сут		Обводненность, %		Накопленная, тыс.т		
		по нефти	по жидкости	по нефти	по жидкости	начальная	текущая	нефть	воды	жидкость
711АЛЕ1	08.1999	50,86	62,97	1,62	74,32	19,2	97,8	65,9	265,6	331,5
1116с1	03.2000	6,67	25,33	0,58	72,52	73,7	99,2	50,6	128,6	179,2
753с1	10.2000	13,33	130,67	1,20	152,00	89,8	99,2	0,1	8,7	8,8
798с1	10.2000	10,00	30,00	6,73	116,72	66,7	94,2	27,4	283,6	311,0
1495с1	11.2000	6,00	116,67	7,19	140,34	94,9	94,9	38,9	398,3	437,2
797с1	03.2001	9,53	17,88	11,51	45,41	46,7	74,6	24,0	20,4	44,4
750с1	06.2002	20,00	58,00	0,52	62,38	65,5	99,2	5,9	26,7	32,5
751с1	09.2002	0,57	10,86	0,07	8,27	94,7	99,2	0,9	17,4	18,3
Итого по состоянию на 01.01.2010 г.								213,6	1149,3	1362,9

сматриваемой залежи. Всего с начала разработки по пласту DIV добыто 1177 тыс. т нефти, текущая нефтеотдача составляет 49,2%, т.е. выросла на 8,9 пункта. Изложенное свидетельствует о целесообразности описанного подхода к доразработке залежи высокопродуктивного терригенного коллектора, при первичной разработке которой не была достигнута оптимальная плотность скважин.

Прогнозная величина КИН, рассчитанная с помощью настроенной гидродинамической модели на конец разработки, составит 0,547 доли ед., а прирост нефтеотдачи за счет боковых стволов (за счет повторного вовлечения залежи в разработку) – более 14,4 абс. % (рис. 7). Полученная величина КИН хорошо согласуется с ожидаемыми величинами по пласту DIV Шаповского и других нефтяных месторождений (Белебеевское, Знаменское).

Экстраполяция линии «КИН – ПСС», полученной на различных стадиях разработки залежи (рис. 7) до предельной величины КИН – 0,704 доли ед. (коэффициент вытеснения), свидетельствует о том, что характер зависимости – прямолинейный и залежь будет полностью охвачена воздействием при плотности сетки скважин 7 га/скв.

## ВЫВОДЫ

1. На естественном режиме разработки залежи в высокопродуктивном терригенном коллекторе, при наличии активной законтурной области и при достижении плотности сетки скважин 13,4 га/скв ожидаемый КИН может достигнуть 0,547 доли ед.

2. Результаты бурения боковых стволов подтверждают наличие в пласте DIV Туймазинского месторождения зон остаточной нефтенасыщенности, образующихся при разработке водоплавающих залежей за счет конусообразования.

3. Из восьми пробуренных боковых стволов накопленная добыча по пяти превышает 20 тыс. т, таким образом, процент успешности бурения боковых стволов составляет 62,5%, что является высоким показателем.

4. Данные эксплуатации боковых стволов свидетельствует о низкой эффективности их бурения в зоне, близкой к ВНК, т.к. при наличии остаточных запасов нефти в процессе фильтрации принимает участие в основном пластовая вода, как более подвижный флюид.

5. Повторный ввод залежи пласта DIV в разработку и уплотнение сетки скважин с 18,5 до 13,4 га/скв (в зоне разбуривания) за счет бурения боковых стволов привели к приросту величины КИН на 14,4 пункта.

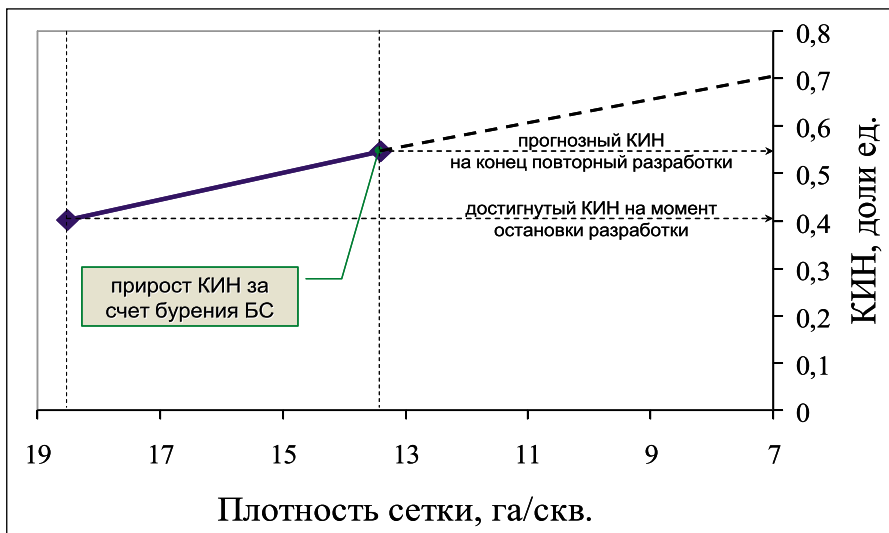


Рис. 7. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу (пласт DIV)

**Литература:**

1. Халимов Э.М., Лозин Е.В., Лисовский Н.Н., Габитов Г.Х. Вторичная разработка нефтяных месторождений. – СПб.: Недра, 2006. – 362 с.
2. Баймухаметов К.С., Еникеев В.Р., Сыртланов Ш.А., Якупов Ф.М. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения. – Уфа, 1993. – 280 с.

**Ключевые слова:** Туймазинское месторождение, боковой ствол, КИН, плотность сетки скважин, совершенствование разработки.

**СИБНЕФТЕГАЗ**  
www.petroleum.sibfair.ru

**ГОРНОЕ ДЕЛО СИБИРИ**  
www.mining.sibfair.ru

международные специализированные выставки наукоемких технологий, оборудования в сфере недропользования

27-29 апреля

2011

РОССИЯ, НОВОСИБИРСК

**ГЕО-СИБИРЬ**  
VII международная выставка-научный конгресс  
www.geo-siberia.ru

Официальная поддержка:



Генеральный спонсор



Спонсор



Информационные партнеры:



Организаторы:

ГТЕ СИБИРСКАЯ ЯРМАРКА  
Тел.: +7 (383) 363-63-00  
Факс: +7 (383) 220-83-30  
www.geo-siberia.ru  
nenasheva@sibfair.ru

Сибирская Государственная  
Геодезическая Академия  
тел.: 383/ 343-39-37  
Факс: 383/ 344-30-60  
sva@ssga.ru

