

ТЕХНОЛОГИЯ «ОБРАТНОГО КОНУСА» КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН

Практически все нефтяные месторождения характеризуются наличием контурных или подошвенных вод. Опыт добычи нефти из зон пласта, где присутствует контурная или подошвенная вода, свидетельствует о том, что здесь соответствующие условия разработки являются менее благоприятными. Это проявляется в низких значениях коэффициентов нефтеизвлечения, низких дебитах скважины по нефти, высокой обводнённости добываемой продукции, которая является одним из главных негативных факторов добычи нефти в условиях рыночной экономики.

На Бавлинском, Сабанчинском и Матросовском месторождениях площадь первоначальных водонефтяных зон (ВНЗ) занимает от 37 до 71,8% общей площади нефтеносности (Рис. 1–3). Несмотря на немалые запасы нефти, приходящиеся на ВНЗ, низкие значения КИН и ухудшенные технико-экономические показатели добычи нефти, проблемам совершенствования разработки таких объектов уделяется мало внимания.

Отличительная особенность ВНЗ заключается в близости подошвенной воды к забоям добывающих скважин. Поэтому разработка ВНЗ характеризуется ранней обводнённостью продукции скважин и необходимостью из-

Рис. 1. Бавлинское месторождение, пласт Д1.

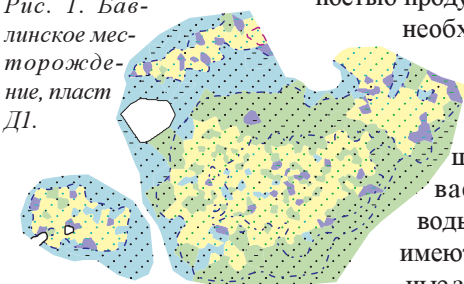


Рис. 2. Сабанчинское месторождение, пласт СБР.

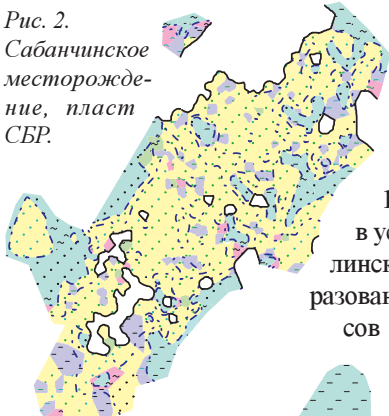
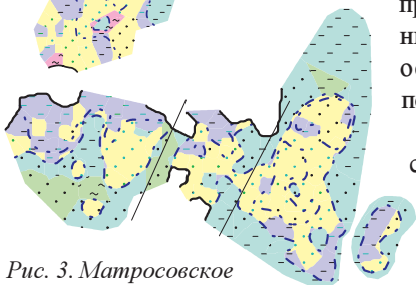


Рис. 3. Матросовское месторождение, пласт Д1В.



влечения значительных объёмов подошвенной и закачиваемой в пласт воды. Вместе с тем имеют место различные закономерности в начале и динамике обводнения скважин.

На основе геофизических исследований скважин С.А. Султанов (1974; Муслимов и др., 1996) высказал идею, что в условиях пласта Д1 Бавлинского месторождения образования значительных конусов подошвенной воды не происходит, а обводнение скважин связано в основном с общим подъёмом ВНК.

На Бавлинском месторождении впервые был замечен следующий факт. Вследствие изменения направления фильтрационных по-

токов, в ранее обводнённую зону пласта может поступить новая порция нефти. Оказывается, что эта нефть затем не полностью извлекается из пласта (Юрин и др., 1976).

При разработке ВНЗ наряду с глобальными деформациями поверхности ВНК важное значение имеют локальные деформации раздела нефть — вода, а именно явление конусообразования, вызванное режимами эксплуатации отдельных добывающих скважин (Рис. 4) (Закиров и др., 2004).

Конуса воды являются нежелательными т.к.: если осуществляется добыча нефти при критических дебитах, то такие дебиты часто оказываются нерентабельными; в случае эксплуатации скважин при сверхкритических дебитах происходит прогрессирующее обводнение.

Создание экранов из цемента, гелей и других агентов (Рис. 5) позволяет в определённой мере снизить темпы обводнения добываемой продукции. Но это требует дополнительных затрат на проведение водоизоляционных работ.

Избавиться от конусообразования и прогрессирующего обводнения можно при реализации идеи совместного отбора нефти и воды в одной скважине. Степень вскрытия продуктивного разреза в скважинах с подошвенной водой

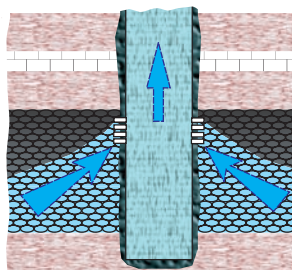


Рис. 4. Конусообразование в процессе эксплуатации скважины в зоне ВНЗ.

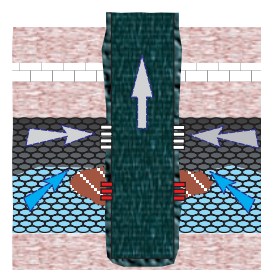


Рис. 5. Водоизоляционные работы.

является актуальной в связи с наличием слоистости пласта, которая часто неразличима по данным ГИС. Идея обратного нефтяного конуса впервые, видимо, была изложена Курбановым А.К. и Садчиковым П.Б. в 1964 г. (Курбанов, Садчиков, 1964.). Периодическое формирование обратного конуса вызывает гидрофобизацию соответствующего объёма пласта ниже отметки ВНК. Это снижает фазовую проницаемость для воды и поэтому замедляется поступление пластовой воды в скважину.

Сущность этого метода основана на создании нефтеводонасыщенного объёма в прискважинной зоне пласта

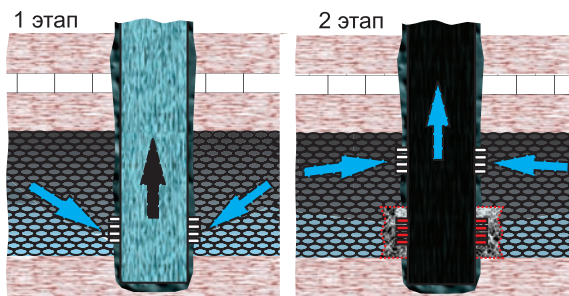


Рис. 6. Образование обратного конуса.

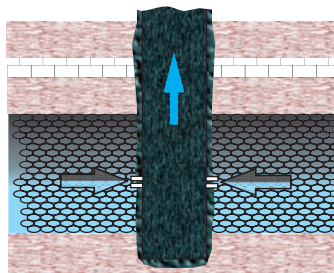


Рис. 7. Одноэтапный обратный конус.

ниже зеркала ВНК, которая препятствует прорыву подошвенной воды и, соответственно, позволяет отобрать значительно большее количество нефти (Рис. 6). Сначала перфорируют обсадную колонну ниже ВНК, проводят форсированную откачку воды с максимальной депрессией на пласт (которая зависит от продуктивности) для создания нефтеводонасыщенной зоны. Затем изолируют перфорированный интервал в обсадной колонне напротив водонасыщенной части пласта, перфорируют нефтенасыщенную часть пласта выше ВНК. Отбор продукции ведут с минимальной депрессией на пласт.

По скважине, вводимой в эксплуатацию из бурения или возврата на другие горизонты, проводят комплекс ГИС для определения характера насыщения и текущего положения ВНК. В результате форсированной откачки из скважины пластовая вода увлекает с собой нефть, подтягивает её к зоне, расположенной между плоскостью ВНК и интервалом перфорации, искусственно создавая, таким образом, нефтеводонасыщенную зону. Доказательством её создания служит появление нефти в добываемой жидкости. Проводят изоляцию (например, цементную заливку) перфорированного интервала водонасыщенной зоны пласта. Затем перфорируют нефтенасыщенную часть пласта выше ВНК, и скважину вводят в эксплуатацию с минимальной депрессией на пласт (забойное давление не выше 80% от пластового).

Искусственно созданная таким образом нефтеводонасыщенная зона препятствует быстрому образованию конуса воды и прорыву воды к перфорированному кровельному интервалу и, соответственно, препятствует быстрому обводнению добываемой жидкости. Эффект сдерживания воды достигается за счёт малой проницаемости созданной зоны для воды.

Разновидностью данной технологии является «одноэтапный обратный конус» (Рис. 7), целью которой является достижение равновесия в плоскости ВНК для предотвращения прорыва воды в нагнетательную часть пласта, окружающую интервал перфорации.

Это достигается перфорацией малого интервала на уровне ВНК и сохранением коридора для движения нефти к интервалу перфорации за счёт одновременной фильтрации воды и нефти. Значительный эффект получен при применении данной технологии на скважинах при возврате на горизонт Д1 на Бавлинском месторождении, на новых скважинах, вскрывших пласты с подошвенной водой на Бавлинском и Матросовском месторождениях.

Выкопировки с карт разработки представлены на рис. 8. Как видно, все скважины расположе-

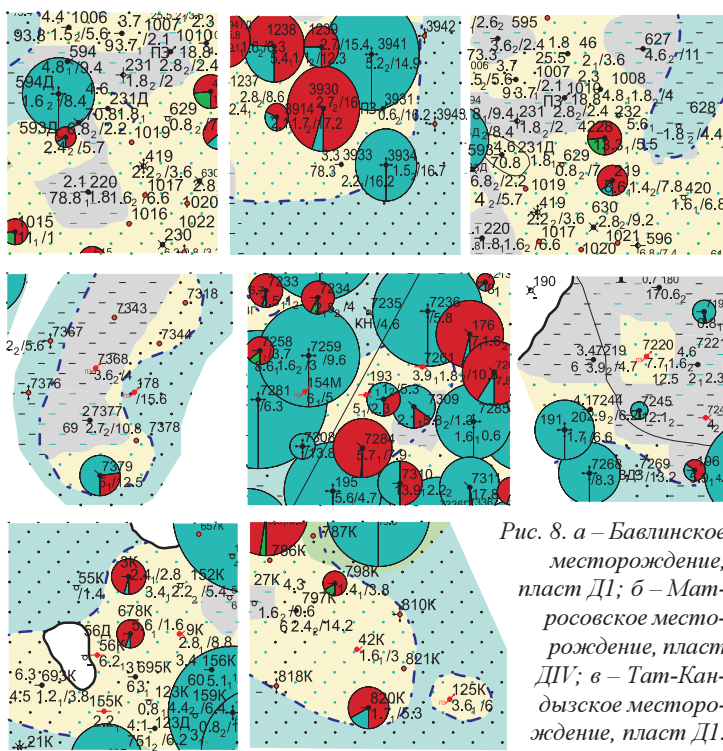


Рис. 8. а – Бавлинское месторождение, пласт Д1; б – Матросовское месторождение, пласт Д1В; в – Там-Кандызское месторождение, пласт Д1.

ны в водонефтяной зоне залежи. Накопленная добыча нефти и воды по скважинам представлена в таблице.

Для примера рассмотрим две скважины № 4228 Бавлинского и № 193 Матросовского месторождений.

Скважина № 4228 пробурена в 2001 г. на девонские отложения. По данным геофизики продуктивный горизонт представлен в интервале 1709,7 – 1714,6 нефтенасыщенным глинистым коллектором (глинистость 2,6, КП 19,4, КПРАВ 353,7) мощностью 4,9м, в интервале 1714,6–1723,0 обводненным песчаником (глинистость 1,4, КП 20, КПРАВ 484,1) мощностью 8,4, в интервале 1723,0 – 1728,5 водоносным песчаником (глин. 0,7, КП 20,5, КПРАВ 558,7).

Перфорация была произведена в интервале 1714,0 – 1715,5 ЗПМК 95 10 отверстий. Динамика работы скважины приведена на рис. 9. Как видно скважина продолжительный период времени работала с обводненностью менее 50% и с дебитом нефти более 8 т/с. На сегодняшний день скважина работает с дебитом жидкости 23 м³, нефти 6 т/с, обводненность продукции 69%. В случае, если бы был перфорирован нефтенасыщенный интервал, то неминуемо образовался бы конус обводнения и скважина после ввода в работу обводнилась в кратчайшие сроки.

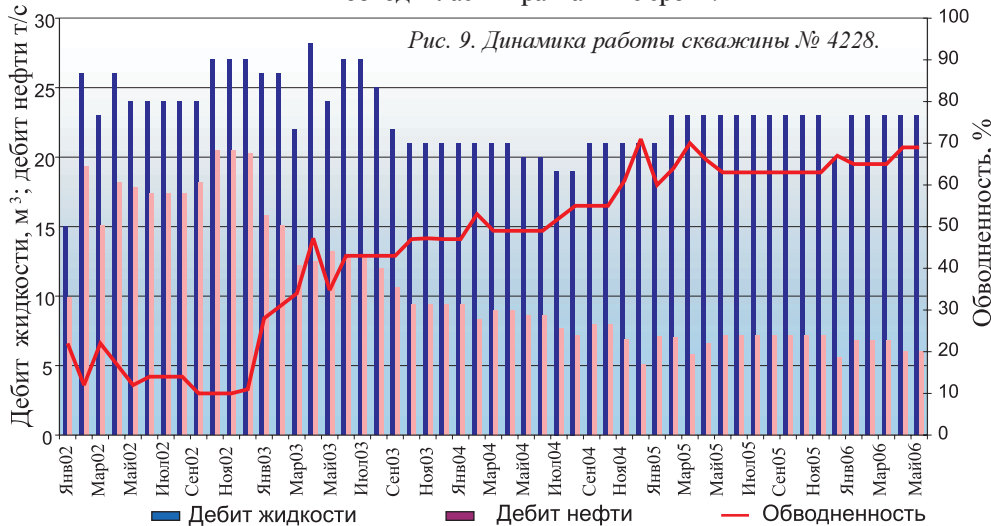


Рис. 9. Динамика работы скважины № 4228.

Технологический отдел по разработке нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Бавлынефть»

Росло бавлинское нефтедобывающее предприятие, увеличивалась нагрузка на геологов, расширялись задачи. Поэтому в 1974 году в геологической службе появился отдел разработки. Все планы добычи нефти проходят через этот отдел, его основной задачей стала подготовка технологической схемы-проекта разработки на каждый нефтеносный горизонт. Это масштабная работа по детальному планированию всех геолого-технических мероприятий, направленных на развитие нефтедобычи. Контроль над выполнением плана работ осуществляют также сотрудники отдела разработки. Они принимают участие и в совершенствовании систем



разработки месторождения, определяют наиболее целесообразные методы обработки призабойной зоны. **На фото:** Подалов Владлен Борисович – ведущий геолог, Шеламова Галина Васильевна – геолог, Вильданова Алевтина Дмитриевна – геолог, Хуррямов Альфис Мансурович – начальник отдела, Комарова Раиса Федоровна – геолог, Авемчук Валентина Аркадьевна – ведущий геолог, Галимзянова Любовь Андреевна – геолог, Салихова Резеда Марселевна – геолог, Шакирова Фарида Каримовна – геолог, Шакиров Расих Мирзияфович – зам.нач. отдела, Ханнанов Рустэм Гусманович – главный геолог.

Скважина № 193 пробурена в 2005 г. на девонские отложения. По данным геофизики продуктивный горизонт представлен в интервале 2223,9 – 2232,0 нефтенасыщенным терригенным коллектором (глинистость 0,9, КП 21,4, КПРАВ 658,8) мощностью 8,1м, в интервале 2232,0 – 2234,0

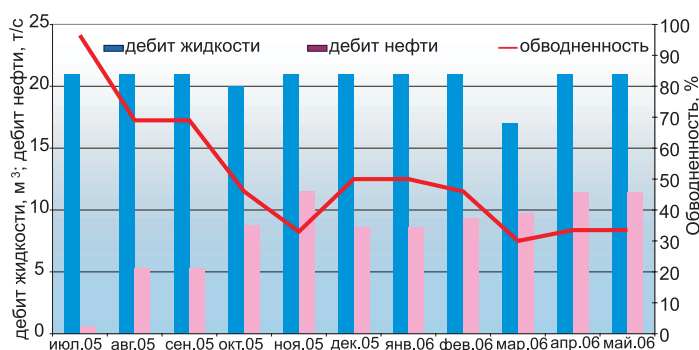


Рис. 10. Динамика работы скважины №193.

слабо нефтенасыщенным терригенным коллектором (глинист. 0,9, КП 21,5, КПРАВ 679,7) мощностью 2 м, в интервале 2234–2235 водоносным терригенным коллектором (глин. 1,7, КП 22,0, КПРАВ 700). Перфорация была произведена в интервале 2231,0 – 2233,0 ПК-105 40 отверстий. Динамика работы скважины приведена на рис. 10. Как видно, скважина с начала эксплуатации работала с высокой обводненностью и низким дебитом по нефти. Но через 5 месяцев обводненность продукции снизилась до 33%. На се-

годняшний день скважина работает с дебитом жидкости 21 м³, дебит нефти 11 т/с, обводненность 33%.

Выводы

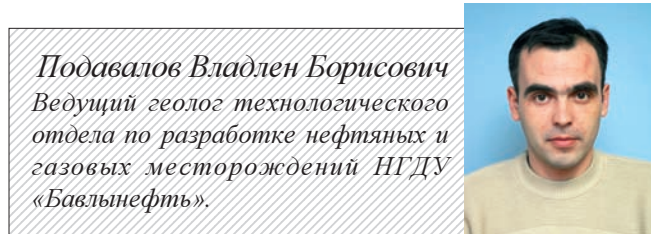
1. При разработке ВЗЗ значимыми являются процессы конусообразования.
2. Новый технологический процесс эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды – «обратный нефтяной конус» можно широко использовать при бурении скважины на новых участках, при зарезках боковых стволов и возвратах на другие горизонты на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.
3. Применение технологии обратного конуса позволяет улучшить технико-экономические показатели разработки и повысить величину текущего КИН.

Литература

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. М.: 2004.
 Курбанов А.К., Садчиков П.Б. О совместной добыче нефти и воды из залежей нефти с подошвеннойводой и газовой шапкой. *Сб. Добыча нефти*, вып.24. Изд. Недра. 1964.
 Муслимов Р.Х., Абдулмизитов Р.Г., Иванов А.И., Сулейманов Э.И., Хисамов Р.Б. *Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения*. ВНИИОЭНГ. 1996.
 Султанов С.А. *Контроль за заводнением нефтяных пластов*. Недра. 1974.
 Юрин И.Я., Полуян И.Г., Гайнаншина А.М.: О некоторых явлениях перемещения нефти и воды на Бавлинском месторождении при его длительной разработке. *Нефт. хоз.*, №12. 1976. 23-27.

№ скв.	Месторождение	Горизонт	Накопленная добыча	
			Нефти, т	Воды, т
593Д	Бавлинское	Д1	1838	6273
3930	Бавлинское	Д1	22757	122105
4228	Бавлинское	Д1	12758	14628
193	Матросовское	ДIV	2653	3680
7219	Матросовское	ДIV	4128	1619
7379	Матросовское	ДIV	40331	13238
678К	Тат-Кандызское	Д1	2589	11681
820К	Тат-Кандызское	Д1	4156	17398
Итого:			91210	190622

Табл. Накопленная добыча нефти и воды по скважинам вскрытым методом «обратного конуса» НГДУ «Бавлынефть».



Подалов Владлен Борисович
Ведущий геолог технологического
отдела по разработке нефтяных и
газовых месторождений НГДУ
«Бавлынефть».