

# ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА



Э. И. Идрисова,  
нефтеинженер-инженер  
ООО «Татнефть»



Д. М. Молдашева,  
инженер-инженер  
ООО «Татнефть»

**Целью бурения скважин с горизонтальным окончанием в продуктивном пласте является сокращение числа скважин проектного фонда без изменения плотности сетки, экономия на инфраструктуре, выработка трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами, природоохранными зонами парков, курортов, водоемов и лесных массивов; интенсификация, сохранение и увеличение добычи, рост нефтеизвлечения.**

**М**ассовое бурение добычных горизонтальных скважин (ГС) на нефтяных месторождениях Республики Татарстан на терригенные коллекторы началось на четыре года позже (1995 г.), чем на карбонатные (1991 г.). В настоящее время доля пробуренных на терригенные отложения и находящихся в эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в продуктивном пласте с одним и двумя забоями составляет 16,5 % всего фонда ГС. В то же время на них приходится 37,7 % общей добычи по ГС. Средний начальный дебит нефти по ГС в терригенных коллекторах в 1,8 раза, а текущий в 5,5 раза выше, чем в карбонатных (рис. 1). При этом большая часть ГС (81 %), эксплуатирующих терригенные коллекторы, пробурена на отложения бобринского горизонта (Мониторинг бурения ГС, 2006 г.: отчет ТатНИПИ-нефть. Бугульма, 2006).

Залежи нефти в отложениях бобринского горизонта контролируются небольшими по размерам струк-

турами положительного знака сложной конфигурации. Отмечается высокая неоднородность развития коллекторов как по площади, так и по разрезу (коэффициент песчаности изменяется от 0,6 до 1,0, расчлененности – от 1 до 3). Эффективные нефтенасыщенные толщины пластов-коллекторов невелики, в основном от единиц до 10 м, максимальное значение составляет 30 м. В разрезе терригенных отложений бобринского горизонта нижнего карбона нефтеносность приурочена к пластам-коллекторам (индексируются снизу вверх как С<sub>1</sub> бр1, С<sub>1</sub> бр2, С<sub>1</sub> бр3, С<sub>1</sub> бр4), имеющим в своем разрезе прослой неколлекторов. На участках несогласного залегания отложений бобринского горизонта на карбонатных породах турнейского яруса в зонах развития эрозионных врезов появляются осадки радаевского возраста, нефтеносность которых связана с пластом-коллектором С<sub>1</sub> бр0, редко имеющим гидродинамическую связь с вышележащими пластами (рис. 2). Пласты-коллекторы сложены песчано-алевролитовыми породами и по своим характеристикам относятся к поровым коллекторам класса средне- и высокочемких, сред-

не- и высокопроницаемых. Нефть рассматриваемых отложений – тяжелая (плотность 875–898 кг/м<sup>3</sup>), вязкая ( $\mu$  от 20,9 до 100 мПа·с и более), сернистая (2,4–3,11 %), парафинистая (1,7–3,15 %), смолистая (19,2–60 % и более).

Целью бурения ГС является сокращение числа скважин проектного фонда без изменения плотности сетки, экономия на инфраструктуре, выработка трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами, природоохранными зонами парков, курортов, водоемов и лесных массивов; интенсификация, сохранение и увеличение добычи, рост нефтеизвлечения.

Первые две ГС на отложения бобринского горизонта были пробурены в 1995 г. на Сабанчинском месторождении. Текущие дебиты и обводненность по ним в настоящее время составляют соответственно 23,8 т/сут и 71,8 %; 5,9 т/сут и 94,0 %. За весь период эксплуатации скважины дали 84 тыс. т дополнительной добычи нефти. Накопленная добыча составила соответственно 126 тыс. и 46,7 тыс. т нефти, что превышает извлекаемые запасы на скважину и сви-

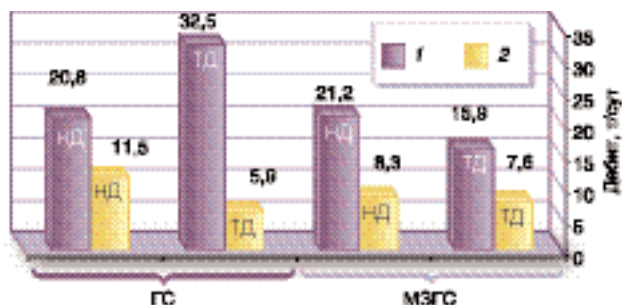


Рис. 1. Начальный (НД) и текущий (ТД) дебиты нефти по горизонтальным (ГС) и многозабойным горизонтальным (МЗГС) скважинам: 1, 2 – терригенные и карбонатные отложения соответственно

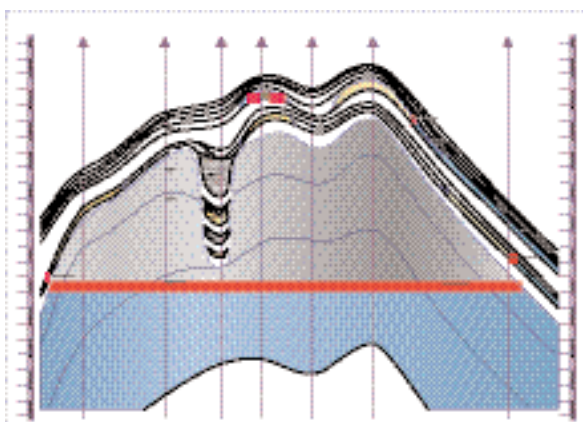


Рис. 2. Ашалчинское месторождение. Схематический геологический профиль отложений нижнего карбона

детельствует о хорошей гидродинамической связи по площади распространения коллекторов, их высоких характеристиках и высоком коэффициенте нефтеизвлечения.

В 2006 г. доля скважин, пробуренных на нефтяных месторождениях РТ на терригенные отложения, составила 23,5 % фонда ГС текущего года, причем 10 % из них были двухзабойными, построенными по технологии разветвления стволов в продуктивном пласте от точки входа в субгоризонтальной плоскости и вверх, в сторону от основного ствола. Начало массового бурения таких скважин было осуществлено в 2001 г., когда в чистонефтяной зоне (ЧНЗ) была пробурена первая двухзабойная скважина с длиной стволов 100 и 130 м и начальным дебитом 60 т/сут при обводненности 5 %. Нефтеемещающие породы на участке бурения представлены песчаниками со средней эффективной нефтенасыщенной толщиной 6,8 м. Доля коллектора в общей длине стволов – 100 %. Текущий дебит скважины – 10,9 т/сут при обводненности 88,6 %. Накопленная добыча нефти – 41,2 тыс. т, отбор от НИЗ – 71 %.

Интересен опыт строительства и эксплуатации двухзабойной скважины на Ново-Суксинском месторождении (рис. 3). Скважина пробурена по новой технологии с ответвлениями вверх и в сторону от основного ствола (патент на изобретение RU № 2282022 от 19.08.2004 г.). При подборе участков для испытания технологии одним из основных параметров была эффективная нефтенасыщенная толщина. Эффективные нефтенасыщенные толщины в отложениях бобриковского горизонта залежи на Ново-Суксинском месторождении изменяются от единиц до 36 м. Длина пробуренных ответвлений составила 148 и 172 м. Интенсивность набора угла развода забоев ответвлений от основного направления – 3–40°. Начальный дебит скважины 23,5 т/сут при обводненности 5,0 %, текущий – 46,2 т/сут при обводненности 16 %. Темп отбора от НИЗ – 10,4 %.

Опыт показывает, что при проектировании ГС с двумя и более забоями необходимо точки забоев разводить

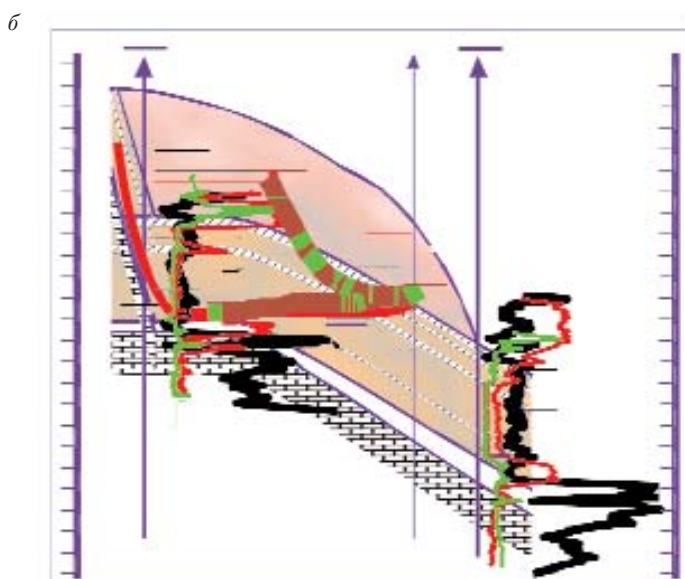


Рис. 3. Ново-Суксинское месторождение: а – карта разработки бобриковского горизонта; б – проектная (показана красным цветом) и фактическая (коричневый цвет) траектории двухзабойной скважины

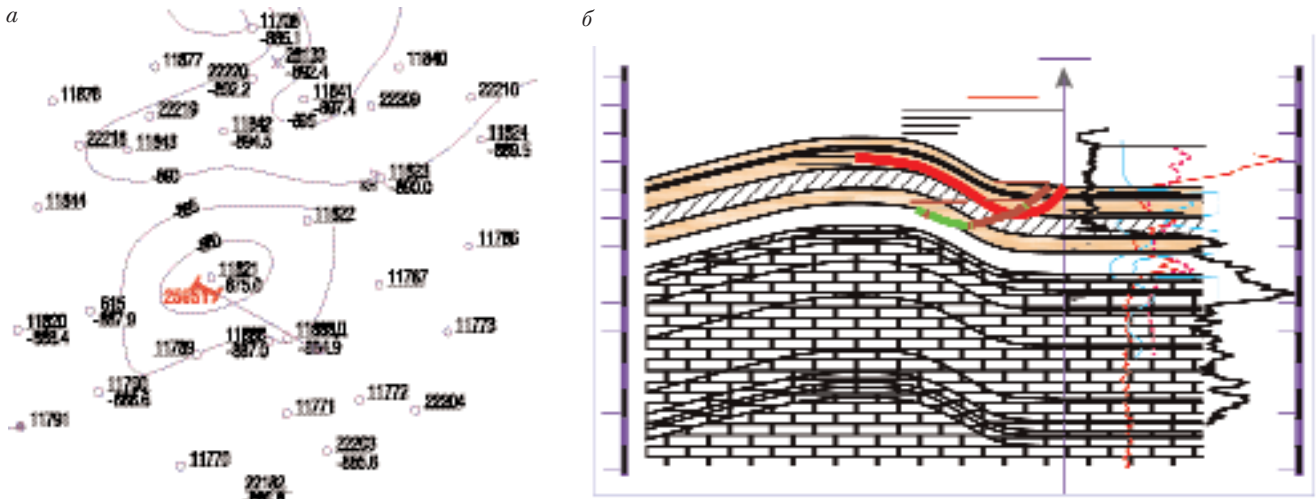


Рис. 4. Залежь № 31 (Ромашкинское месторождение):

а – выкопировка со структурной карты по кровле продуктивного пласта; б – проектная (показана красным цветом) и фактическая (коричневый цвет) траектории многозабойной скважины

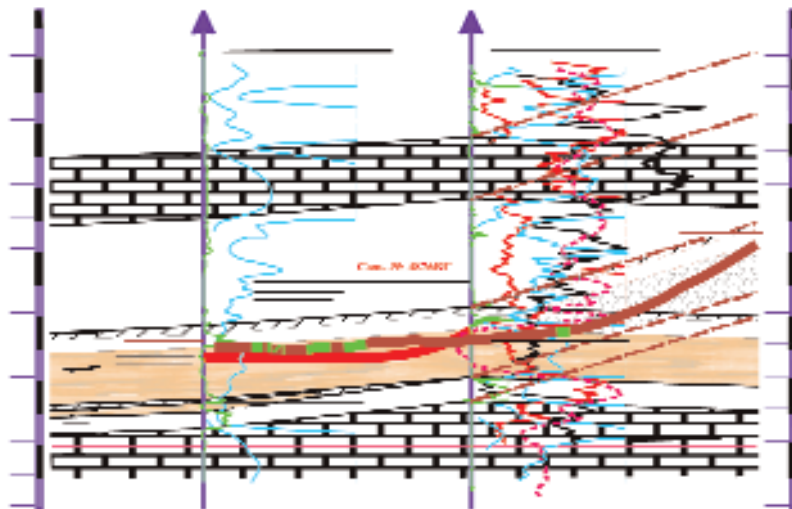


Рис. 5. Проектная (показана красным цветом) и фактическая (коричневый цвет) траектории бокового ствола обводненной скважины Ромашкинского месторождения

по азимуту как можно дальше, чтобы минимизировать влияние интерференции работы стволов в призабойной зоне скважин и увеличить охват дренированием запасов нефти (Мониторинг бурения ГС, 2003 г.: отчет ТатНИПИнефть. Бугульма, 2003).

Как уже указывалось выше, бурение ГС – один из наиболее эффективных способов вывода из консервации и ввода в активную разработку запасов нефти, связанных с залежами, расположенными под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами. Так, целью бурения скважины на залежи № 31 является выработка запасов из песча-

ной линзы, выделенной в разрезе участка в пластах С<sub>1</sub> бр3, С<sub>1</sub> бр2 и С<sub>1</sub> бр1 и расположенной под населенным пунктом дер. Кутемели и ее санитарно-защитными зонами. Скважина заложена в купольной части поднятия, контролирующего залежь (рис. 4, а). Смещение на точку входа в продуктивный пласт составляет 777,8 м, а УГЧС – 82 м. Фактическая траектория условно горизонтальной части ствола (УГЧС) – нисходящая. Высокая коллекторская характеристика вскрытых пород обеспечила высокий дебит безводной нефти (см. рис. 4, б). Начальный дебит безводной нефти по скважине 18,7, текущий – 16,9 т/сут при обводненности 12,6 %.

С целью восстановления добычи нефти из остановленного малодобитного и аварийного фонда на нефтяных месторождениях РТ проводится



Рис. 6. Схема обмена данными между заказчиком и подрядчиками – исполнителями проекта и строительства скважины



бурение боковых и боковых горизонтальных стволов. В частности, на Ромашкинском месторождении в 2006 г. был пробурен боковой горизонтальный ствол из обводнившейся скважины. Целью проведения бокового ствола является выработка запасов нефти из-под лесного массива. В ходе бурения гипсометрическая отметка кровли пласта была вскрыта раньше по смещению от устья на 63 м и на 10 м выше проектной гипсометрической отметки точки входа в продуктивный пласт. Проектная траектория УГЧС была скорректирована по полученным фактическим результатам, и ствол построен до проектного забоя (рис. 5). В связи с этим проектная длина ствола несколько увеличилась. Начальный дебит скважины составил 8,1, текущий – 10,3 т/сут при обводненности, равной соответственно 12 и 6,4 %.

Последний пример, как и ряд других, указывает на необходимость постоянной корректировки траектории ГС в процессе их проведения в продуктивном объекте, с использованием привязки результатов газового

каротажа, замеров скорости бурения и анализа шлама к прогнозной модели продуктивного пласта и проектной траектории. Рекомендуемая схема взаимодействия всех заинтересованных в успешном строительстве скважины служб показана на рис. 6.

Опыт применения аппаратурно-программных средств геолого-технологических исследований (ГТИ), накопленный на российских предприятиях при проведении горизонтальных стволов в продуктивной части разреза, свидетельствует об их высокой эффективности как для решения геологических задач (особенно при комплексировании их с геофизическими и гидродинамическими исследованиями), так и для качественной безаварийной проводки скважин с минимальными материальными и финансовыми затратами.

Применение на рассмотренных участках ГС позволило сократить капитальные затраты за счет уменьшения числа бурящихся скважин, увеличить дебит нефти и уменьшить обводненность продукции по сравнению со скважинами вертикального фонда,

вывести из консервации запасы нефти под санитарно-защитными зонами населенных пунктов и лесных массивов (Мониторинг бурения ГС, 2006 г.: отчет ТатНИПИнефть. Бугульма, 2006). Приведенные примеры свидетельствуют о том, что при выработке запасов нефтяных залежей, приуроченных к отложениям бобриковского горизонта, одним из приоритетных направлений является использование горизонтальной технологии строительства скважин. ■

#### Horizontal well technology application at oil fields of Tatarstan

*T. I. Murtazina, L. M. Mironova*

The article presents case studies demonstrating high efficiency of the application of the horizontal well technology in terrigenous sediments of Lower Carbon (Bobrikovsky bed) at oil fields of the Republic of Tatarstan. The authors emphasize the importance of the application of geological-engineering investigation hardware and software for horizontal drilling in the pay zone of the section and for the geological task solving, as well as for high-quality accident-free drilling of wells with minimized material and financial costs.

## 6-я Международная выставка НЕДРА - 2009 Изучение. Разведка. Добыча



9 - 11 апреля 2009, Москва  
Центральный Выставочный Зал "Манеж"

При поддержке:  
Комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды,  
Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию  
и экологии и Торгово-промышленной палаты Российской Федерации  
Организаторами выставки являются:  
Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации,  
Федеральное агентство по недропользованию,  
ООО «Эксплорсер».  
Научно-техническая конференция  
«Перспективы создания новых горнорудных районов  
на Урале, в Сибири и на Дальнем востоке».  
5-й Фестиваль авторской геологической песни  
«Люди идут по свету».

Контактная информация:  
Тел./факс: 8(499) 760-31-61, 8(499) 760-26-48  
E-mail: expo-salon@rambler.ru; www.nedraexpo.ru

