

УДК 622.276

ОПЫТ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Токарева Т.В.

ОАО АНК «Башнефть». г. Уфа

e-mail: tokareva-tv@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрен опыт эксплуатации боковых стволов на терригенной толще девона и терригенной толще нижнего карбона месторождений Республики Башкортостан, находящихся на завершающей стадии разработки. Описан комплекс организационных, технических и технологических решений, используемый для зарезки и бурения боковых стволов. Рекомендована регрессионная модель для оперативного прогнозирования, изучения степени влияния технических параметров положения забоя бокового ствола в пространстве, геологического строения вскрываемых объектов, а также промысловых показателей эффективности работы окружающих скважин на обводненность продукции и производительность бокового ствола.

Ключевые слова: боковой ствол, добыча нефти, хвостовик, регрессионный анализ

Бурение дополнительных, боковых или вторых стволов в скважинах широко распространяется во всех нефтяных регионах России как один из эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях падающей добычи нефти и перехода многих месторождений на позднюю стадию разработки. Необходимо отметить, что при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку месторождений нерентабельной. Поэтому в данных условиях наиболее приемлемыми являются мероприятия по восстановлению малодебитных, обводненных, нерентабельных, аварийных скважин с помощью бурения боковых стволов (БС). Это направление для старых нефтедобывающих районов, каковым является республика Башкортостан, наиболее перспективно и актуально. Для его развития имеются все необходимые условия: большой пробуренный фонд скважин, отработанность основных пластов и объектов. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на месторождениях Башкортостана предлагается рассмотреть в трех аспектах.

1. Обобщающие результаты эксплуатации боковых стволов на различных стратиграфических объектах месторождений республики Башкортостан

Начиная с 1990 г., на месторождениях Башкортостана эксплуатировалось 594 БС на 51 месторождении и основных объектах разработки. На рис. 1 представлена годовая добыча нефти с 1 м перфорации (в абсолютных отметках) и среднегодовая обводненность боковых стволов, пробуренных в терригенной

толще нижнего карбона (ТТНК) и терригенной толще девона (ТТД) основных месторождений Башкортостана. В анализе участвовало 156 боковых стволов, эксплуатирующих ТТД с 1998 года и 112 БС, эксплуатирующих ТТНК с 1997 года. Технологические показатели по боковым стволам группировались таким образом, чтобы сравнить добычу нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной толщины и обводненность в первые и последующие годы работы БС.

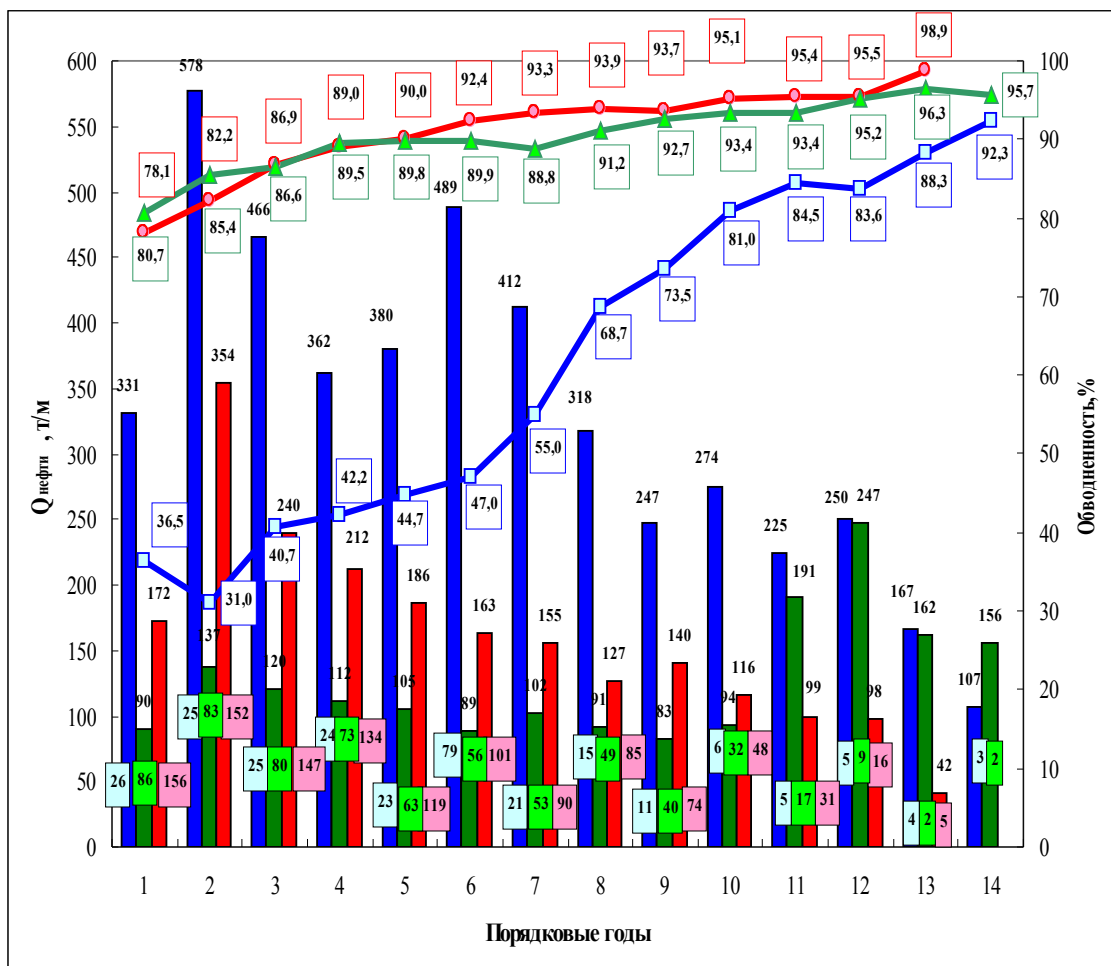


Рис. 1. График динамики добычи нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной толщины и обводненность боковых стволов, эксплуатирующихся на ТТД и ТТНК месторождений Башкортостана

Условные обозначения: ■ – добыча нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной ТТНК Туймазинского и Ардатовского месторождений; ■ – добыча нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной ТТНК Арланского месторождения; ■ – добыча нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной ТТД; □ – обводненность добываемой продукции из БС по ТТНК Туймазинского и Ардатовского месторождений; ▲ – обводненность добываемой продукции из БС по ТТНК Арланского месторождения; ◆ – обводненность добываемой продукции из БС по ТТД; 25 – количество БС, эксплуатирующихся на ТТНК Туймазинского и Ардатовского месторождений; 86 – количество БС, эксплуатирующихся на ТТНК Арланского месторождения; 156 – количество БС, эксплуатирующихся на ТТД

Нефтегазоносные толщи ТТНК и ТТД являются сложнопостроенными, характеризуются высокой геологической неоднородностью по всем параметрам: толщине, расчлененности, песчаности, пористости, проницаемости, глинистости, карбонатности и т.д. Различные комбинации вышеперечисленных параметров коллекторов обусловили и широкий диапазон изменения значений фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных пластов.

В анализе добычи нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной толщины в абсолютных отметках и обводненности по ТТНК участвовали боковые стволы Туймазинского, Ардатовского и Арланского месторождений, причем добыча нефти БС Арланского месторождения анализировались отдельно, так как ТТНК имеет более сложное геологическое строение.

Рассмотрим геологическое строение выбранных для анализа нефтегазоносных толщ.

На Туймазинском месторождении ТТНК (объект учета добычи Сбоб+рад) представлена песчано-алевролитовыми пластами различной толщины: CVI.1, CVI.2 и CVI.3, на которых эксплуатируются 18 БС. Для всех пластов характерен резкий переход коллектора в неколлектор. Пласты представлены в основном одним прослоем песчаников, реже двумя, коэффициент расчлененности равен 1,2.

На Арланском месторождении (Ново-Хазинская, Николо-Березовская, Арланская площади) на ТТНК (объект учета добычи Стул+боб+рад) эксплуатируются 86 БС. Продуктивными являются пласты CVI, CVI0, CV, CIV, CIV0, CIII, CII и CI терригенной толщи нижнего отдела каменноугольной системы (визейский ярус, ниже- и верхневизейский подъярусы). ТТНК сложена переслаивающимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых и карбонатных пород. Песчаные пласты крайне неоднородны по толщине, зачастую выклиниваются или замещаются непроницаемыми породами в различных частях пласта.

ТТНК Ардатовского месторождения представлена отложениями тульского (пласт CVI0) и бобриковско-радаевского (пласт CVI) горизонтов. На бобриковско-радаевском горизонте (объект учета добычи Сбоб+рад) эксплуатируется 7 БС. Пласт CVI сложен песчаными и реже алевролитовыми породами, не выдержан по площади. В продуктивном пласте выделяется до пяти прослоев, коэффициент расчлененности равен 1,7.

Для оценки добычи нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной толщины в абсолютных отметках и обводненности по ТТД рассматривались БС Туймазинского, Алкинского, Серафимовского и Уршакского месторождений.

На Серафимовской площади Серафимовского месторождения на пласт DI пашийского горизонта, представленный DIvx и DIcp, пробурен 1 БС. Пласт DIvx сложен одним или двумя прослоями, коэффициент расчлененности равен 1,16. Пласт DIcp содержит от одного до шести прослоев песчаника, коэффициент расчлененности равен 1,53.

В разрезе терригенной толщи девона Туймазинского месторождения выделяются продуктивные пласты D1a, D1б, D1в, D1г, D1д пашийского горизонта, пласты D1вх и D1посн муллинского горизонта, которые представлены песчаниками и алевролитами. В целом по продуктивному горизонту D1 коэффициент расчлененности составляет 3,5, по продуктивному горизонту D1п – 2,3. На пашийском горизонте (объект учета добычи Dпаш) эксплуатируются 86 боковых стволов, на муллинском (объект учета добычи Dмул) – 50, из них 33 эксплуатируют Dпаш и Dмул совместно.

Продуктивные отложения ТТД Уршакского месторождения характеризуются резкой литологической изменчивостью и многочисленными зонами выклинивания. На объект Dпаш пробурено 10 БС, на Dмул – 3.

На ТТД Алкинского месторождения пробурено и эксплуатируется: 3 БС на Dпаш и 3 на Dмул. Пласт Dпаш сложен в основном 1-2 прослоями, коэффициент расчлененности равен 1,46. Пласт Dмул развит локальными участками, сложен 1-3 прослоями, с коэффициентом расчлененности 1,66.

Таким образом, рассмотренные продуктивные горизонты, приуроченные к разным нефтегазоносным толщам, характеризуются высокой степенью выработки запасов, сложным геологическим строением, высокой обводненностью и значительной расчлененностью разреза продуктивного объекта. Все эти факторы существенно осложняют выработку запасов каждого пласта и прослоя. Но, несмотря на это, эксплуатация БС на рассмотренных стратиграфических комплексах месторождений Башкортостана эффективна.

Динамика добычи нефти БС, представленная на рис. 1, показывает:

1. Низкий уровень добычи всех БС в первый год эксплуатации в сравнении с последующими годами. Это объясняется тем, что введенные боковые стволы отработали неполный первый год.

2. Уровень добычи нефти БС на «угленосных» отложениях характеризуется высокими темпами в первые годы эксплуатации и устойчивыми – в последующие годы. Это отмечается на ТТНК Арланского, Туймазинского и Ардатовского месторождений.

3. Добыча нефти БС на «девонских» отложениях с 1 м перфорированной толщи снижается с каждым годом. Снижающая динамика добычи нефти по БС на ТТД в сравнении с добычей на ТТНК объясняется свойствами пластовых нефтей: нефти девонских отложений являются легкими, маловязкими, с высокой газонасыщенностью, а нефти «угленосных» отложений – тяжелые, высоковязкие. Поэтому извлечение нефти с ТТД происходит быстрее.

4. Обводненность продукции из БС на «девонских» отложениях к 5 году эксплуатации достигает 90 % и продолжает расти последующие годы, приближаясь к полному обводнению. Так, на 13 году эксплуатации обводненность добываемой жидкости достигла 98,9 %.

5. Обводненность добываемой продукции на ТТНК Туймазинского и Ардамовского месторождений невысокая в течение девяти лет эксплуатации, порядка 36,5 - 73,5 % и продолжает расти в последующие годы. Обводненность продукции БС на ТТНК Арланского месторождения характеризуется высоким уровнем в первые годы эксплуатации 80,7 - 85,4 % и последующим плавным ростом.

6. Необходимо отметить, что технологические показатели для 12, 13 и 14 годов определены по малому количеству боковых стволов, так как большее количество БС имеет только десятилетнюю историю эксплуатации.

Анализ накопленного опыта эксплуатации боковых стволов позволяет сделать следующие выводы:

– Для быстрого извлечения остаточной нефти рекомендуются БС на ТТД, так как с 1 м перфорированной толщи добывается большее количество нефти в отличие на ТТНК Арланского месторождения. Например, во втором году эксплуатации с 1 м перфорированной толщи ТТД добыто 354 т нефти, а с 1 м перфорированной толщи ТТНК – 137 т. В анализе добычи нефти по ТТД участвовали 152 БС, по ТТНК – 83, следовательно, данные по добычи являются достаточно объективными.

– Для многолетней эксплуатации применимы БС на «угленосные» отложения, так как на ТТНК анализируемых месторождений наблюдается ровный уровень добычи нефти и плавный рост обводненности, что продлевает срок эксплуатации объектов, находящихся на завершающих стадиях разработки.

2. Технологические аспекты бурения боковых стволов

Технология зарезки и бурения БС состоит из следующих последовательных этапов:

1. *Начальный этап.* Геологической службой недропользователя совместно с научно-исследовательским институтом подбирается скважина-кандидат для бурения бокового ствола с указанием его траектории. Для определения скважины – кандидата проводится анализ геологического материала, данных эксплуатации окружающих скважин, выделяются благоприятные зоны: наименее истощенные участки месторождений с наибольшими остаточными запасами. Геологической службой Управления буровых работ или Управления капитального ремонта скважин составляется проект на бурение БС и рассчитываются экономические показатели и технологические параметры бурения.

2. *Подготовка скважины к зарезке БС.* Проводится геофизическое исследование скважины (ГИС) с целью обследования технического состояния эксплуатационной колонны, состояния цементного кольца за колонной, наличия заколонных перетоков. В случае отсутствия цементного камня в верхней части эксплуатационной колонны проводится ее цементирование, либо вырезание и подъем

колонны. Затем ствол шаблонируется, проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины. Выход из обсадной колонны осуществляется:

- путем сплошного фрезерования обсадных колонн вырезающими устройствами (например, ВУС – 146);

- помощью комплекса инструмента, включающего клин-отклонитель типа КОГ-146, КРОТ-146 с усиленным механическим креплением в обсадной колонне и многолезвийные фрезеры;

- с помощью комплекса инструмента «КГБ», являющимся инструментом для резки БС из обсаженных скважин за один рейс – в обсадной колонне фрезеруется окно и бурится короткий ствол под КНБК [1].

3. *Бурение бокового ствола.* Бурение БС ведут с мобильных буровых установок А-60/80 и АРБ-100 и облегченной БУ-75. Дальнейшее бурение БС ведется винтовыми забойными двигателями диаметром 127 - 85 мм, отклонителями с регулируемым углом перекоса, долотами 155,6 - 76 мм [2]. Ориентированное бурение проводится с использованием телесистем с кабельным (СТТ-108, ОРБИ-36) и электромагнитным (АТ-3, ЗТС-54) каналами связи.

Известно, что дебит скважины или БС также зависит от качества первичного вскрытия пласта. Загрязнения пласта при бурении скважины или БС практически невозможно исправить в процессе эксплуатации различными методами повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому особое внимание уделяется этому вопросу. Использование бурового раствора зависит от литологии вскрываемых пород: при вскрытии карбонатного коллектора глинистый раствор полностью заменяется на пластовую или пресную воду с добавлением ПВА, либо на азрированный раствор; терригенные отложения вскрываются на полигликолевом ингибированном буровом растворе ($\gamma = 1,6 - 1,26 \text{ г/см}^3$, $\beta = 30 - 35 \text{ сек.}$, $\Phi = 4 - 6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$, $\rho = 0,3 - 1,0 \text{ Омм}$). При проходке ведется инклинометрический контроль. После окончания бурения проводится ГИС открытого бокового ствола.

4. *Крепление БС эксплуатационной колонной - хвостовиком* (далее хвостовик). На месторождениях Башкортостана применяют два основных способа заканчивания скважин [3]:

- Спуск хвостовика до забоя и цементирование его по всей длине с последующей перфорацией цементного кольца (в основном для БС, которые бурят на терригенные отложения).

- Спуск хвостовика до кровли продуктивного пласта и цементирование его с применением мер по защите пласта от попадания тампонажного раствора (в основном в БС, пробуренных на карбонатные отложения).

Фактический профиль БС перед спуском хвостовика тщательно прорабатывают с промывкой, чтобы избежать синусоидальных и спиралевидных изгибов

колонны труб. Диаметр хвостовика подбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны основного ствола: в 9" спускается 5", в 6" – 4", в 5" – 3".

Для создания монолитного цементного кольца используются: пластифицированные тампонажные растворы с пониженной водоотдачей, эффективные буферные жидкости на основе недефицитных реагентов, специальные режимы нагнетания тампонажных растворов в БС. В связи со значительной толщиной водонасыщенной части пластов в водонефтяных зонах и близлежащих водоносных пластов используются технологии заканчивания БС с установкой водоизолирующих экранов до пуска их эксплуатацию. Водоизолирующие экраны создаются с помощью: водоизолирующих жидкостей (на базе полимерных материалов) с использованием механизма осаждения полимера и гелеобразования; кварцевого песка.

На рис. 2 приведен пример профиля и конструкции бокового ствола 1525с1, пробуренного на пласт ДII Туймазинского месторождения. Примерно так выглядят БС, пробуренные на месторождениях Башкиростана.

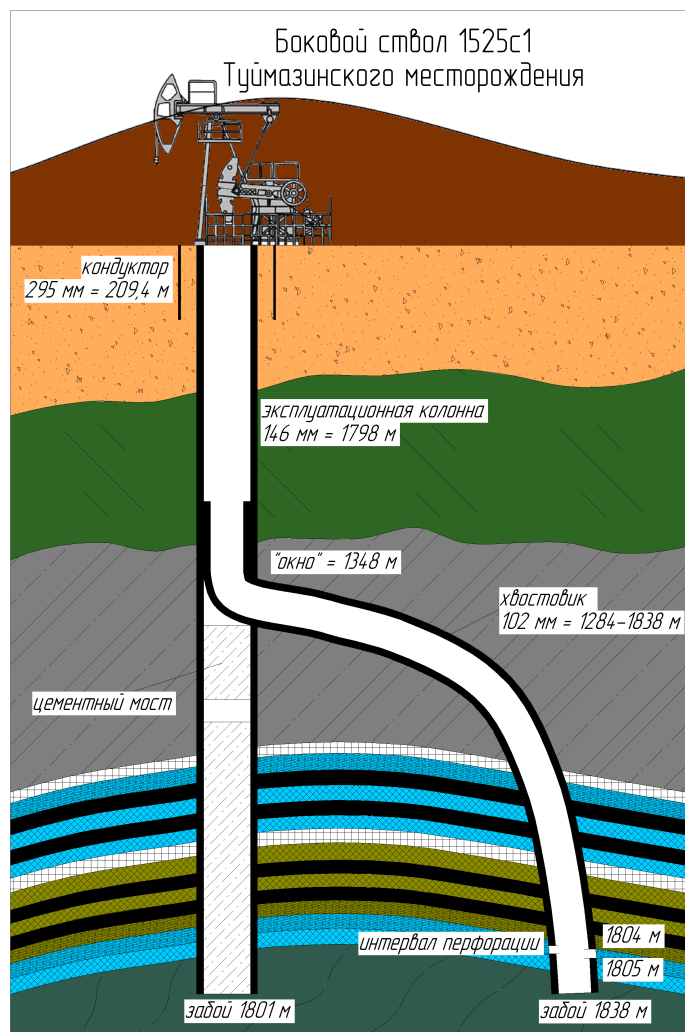


Рис. 2. Профиль бокового ствола 1525с1, пробуренного на пласт ДII Туймазинского месторождения

5. *Освоение БС.* При освоении с помощью компрессирования или свабирования вызывают приток из БС, определяют дебит полученной жидкости и вводят в эксплуатацию с использованием электроцентробежных (ЭЦН) или штанговых глубинных (ШГН) насосов. В карбонатных коллекторах дополнительно проводят кислотную обработку призабойной зоны. Так как месторождения довольно истощенные, 90 % боковых стволов эксплуатируется ШГН, что обеспечивает более «мягкие» режимы депрессии на интервалы перфорации и пласт.

3. Статистическое моделирование результатов ввода боковых стволов в эксплуатацию

На производительность боковых стволов и обводненность продукции оказывают влияние различные геолого-промысловые и технологические факторы: положение забоя БС относительно основного ствола, геологическое строение вскрываемых объектов, промысловые показатели эффективности работы окружающих скважин, геологические запасы, приходящиеся на анализируемый участок и т.д. Для изучения степени влияния и воздействия различных геолого-промысловых и технических параметров использовался механизм регрессионного и корреляционного анализов – статистический метод исследования зависимости между зависимой переменной Y и одной или несколькими независимыми переменными X_1, X_2, \dots, X_n , с помощью которого можно установить не только качественное, но и количественное влияние различных факторов на показатель процесса (табл. 1). Все зависимые параметры Y_1 - Y_7 и независимые параметры X_1 - X_2 характеризует работу одного бокового ствола. Независимые параметры X_3 - X_{11} являются средневзвешенными по окружающему боковой ствол участку.

Статистическое моделирование результатов ввода боковых стволов в эксплуатацию было проведено на примере пласта ДII муллинского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения. Продуктивный горизонт ДII расчленен на две пачки: верхнюю ДIIвх и основную ДIIосн. Пласт ДIIвх невыдержан по площади, коэффициент распространения равен 0,72. Зоны отсутствия коллекторов связаны с замещением песчаников глинисто-алевролитовыми породами и имеют локальный характер, являясь «островками» различной величины внутри сплошного поля развития коллекторов. Пласт ДIIосн, сложенный преимущественно песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, имеет наиболее широкое распространение, коэффициент распространения равен 0,98. Пачка представлена 1-4, редко 5 прослоями повсеместно. В период с 1998 года по 2009 год на объекте Дмул было пробурено 61 боковых стволов, 50 из них находились в эксплуатации.

С целью оценки значимости (влияния) различных факторов на эффективность боковых стволов, на показатели работы окружающих скважин был проведен парный корреляционный анализ (табл. 2).

Таблица 1. Исходные параметры (отклики и регрессоры)
для статистического моделирования эффективности бурения боковых стволов

Y1	Накопленная добыча нефти по данному боковому стволу (БС) за год после освоения на 1 м перфорированной толщины, т
Y2	Обводненность продукции по результатам освоения, %
Y3	Обводненность продукции в первые месяцы работы после освоения, %, весов.
Y4	$K_{\text{прод}}$ БС по нефти после освоения (первые месяцы работы БС), т/сут·атм
Y5	Накопленная добыча нефти по БС за первые 3 года, т
Y6	Среднегодовая добыча нефти по БС за первые 3 года ($Q_{\text{н(3года)}}$ /3), т
Y7	Обводненность первого года работы, % весовая
X1	Фактическое смещение забоя от устья, м
X2	Расстояние БС от основного (определено по координатам забоев), м
X3	$K_{\text{неод}}$ – комплексный показатель неоднородности по анализируемому участку
X4	$K_{\text{расчл}}$ – коэффициент расчлененности по анализируемому участку
X5	Средняя нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам анализируемого участка, $Mh_{\text{пл}}$
X6	Средняя пористость проницаемых пластов рассматриваемого участка, Mm
X7	Геологические запасы приходящиеся на одну скважину анализируемого участка $Q_{\text{геол}}$, т.
X8	Градиент давления Γ , МПа/м
X9	Коэффициент нефтеизвлечения (КИН) по анализируемому участку, т/т
X10	ВНФ накопленный ($q_{\text{в}}/q_{\text{н}}$ в пластовых условиях) по анализируемому участку, $\text{м}^3/\text{м}^3$
X11	ВНФ годовой ($q_{\text{в}}/q_{\text{н}}$ в пластовых условиях) по анализируемому участку, $\text{м}^3/\text{м}^3$

Таблица 2. Парные корреляции параметров исследования

	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
X1	1,00	0,15	0,08	0,10	-0,07	-0,13	-0,30	0,04	-0,11	0,00	-0,17	-0,24	0,10	-0,19	-0,05	-0,13	-0,15	-0,23
X2	0,15	1,00	0,42	-0,21	-0,45	-0,40	-0,48	0,03	-0,02	0,30	-0,06	-0,08	0,02	-0,10	-0,01	-0,06	-0,07	-0,12
X3	0,08	0,42	1,00	-0,05	-0,80	-0,62	-0,21	-0,35	-0,47	0,48	0,01	0,10	0,02	-0,07	0,12	0,07	0,10	-0,05
X4	0,10	-0,21	-0,05	1,00	0,22	-0,01	0,10	-0,12	-0,01	-0,02	0,09	0,15	0,09	0,00	0,05	0,17	0,14	0,03
X5	-0,07	-0,45	-0,80	0,22	1,00	0,49	0,29	0,30	0,58	-0,60	0,08	-0,14	0,02	0,11	-0,18	-0,11	-0,14	0,06
X6	-0,13	-0,40	-0,62	-0,01	0,49	1,00	0,15	0,22	0,25	-0,31	-0,05	0,04	-0,27	0,00	-0,04	0,12	0,10	0,02
X7	-0,30	-0,48	-0,21	0,10	0,29	0,15	1,00	-0,09	-0,07	-0,02	-0,06	-0,19	0,13	0,27	0,15	-0,26	-0,26	0,33
X8	0,04	0,03	-0,35	-0,12	0,30	0,22	-0,09	1,00	0,23	-0,15	-0,04	-0,32	0,06	0,23	-0,14	-0,18	-0,21	0,19
X9	-0,11	-0,02	-0,47	-0,01	0,58	0,25	-0,07	0,23	1,00	-0,46	0,02	-0,02	-0,13	-0,03	-0,10	0,02	-0,01	-0,07
X10	0,00	0,30	0,48	-0,02	-0,60	-0,31	-0,02	-0,15	-0,46	1,00	0,02	-0,01	0,14	0,13	0,44	-0,12	-0,12	0,12
X11	-0,17	-0,06	0,01	0,09	0,08	-0,05	-0,06	-0,04	0,02	0,02	1,00	0,10	0,16	-0,10	-0,07	0,00	-0,02	-0,04
Y1	-0,24	-0,08	0,10	0,15	-0,14	0,04	-0,19	-0,32	-0,02	-0,01	0,10	1,00	-0,39	-0,40	0,47	0,90	0,91	-0,38
Y2	0,10	0,02	0,02	0,09	0,02	-0,27	0,13	0,06	-0,13	0,14	0,16	-0,39	1,00	0,59	-0,17	-0,43	-0,42	0,54
Y3	-0,19	-0,10	-0,07	0,00	0,11	0,00	0,27	0,23	-0,03	0,13	-0,10	-0,40	0,59	1,00	-0,13	-0,46	-0,43	0,90
Y4	-0,05	-0,01	0,12	0,05	-0,18	-0,04	0,15	-0,14	-0,10	0,44	-0,07	0,47	-0,17	-0,13	1,00	0,42	0,41	-0,10
Y5	-0,13	-0,06	0,07	0,17	-0,11	0,12	-0,26	-0,18	0,02	-0,12	0,00	0,90	-0,43	-0,46	0,42	1,00	0,99	-0,45
Y6	-0,15	-0,07	0,10	0,14	-0,14	0,10	-0,26	-0,21	-0,01	-0,12	-0,02	0,91	-0,42	-0,43	0,41	0,99	1,00	-0,42
Y7	-0,23	-0,12	-0,05	0,03	0,06	0,02	0,33	0,19	-0,07	0,12	-0,04	-0,38	0,54	0,90	-0,10	-0,45	-0,42	1

Цветом выделены корреляции значимые на уровне $p < 0,05$

Степень соответствия экспериментальных данных и полученных при помощи математической модели значений определяется при помощи статистического уровня значимости (р-уровень), представляющего собой меру уверенности в его истинности (в смысле репрезентативности выборки).

С учетом всех влияющих параметров на эффективность эксплуатации боковых стволов проводился регрессионный анализ. Выборка скважин с боковыми стволами относится к одному объекту разработки, т.е. однородна, все регрессоры имеют между собой относительно низкие коэффициенты корреляции и таким образом их применение в регрессионных моделях оправдано. Для построения модели были исключены 11 «неудачных» боковых стволов, которые вскрыли обводненный пласт ДП и не вступали в эксплуатацию. В табл. 3 приводятся регрессионные модели, которые имеют хорошие статистические характеристики и могут применяться для прогноза.

Таблица 3. Регрессионные модели для прогноза показателей разработки при бурении боковых стволов

Модель		Отклики						
		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
Коэффициенты при параметрах	Св. член	1655	296,604	91,324	-0,171	-2855	-501,0	69,978
	X1	-3	0,032	-0,035	0,000	-5	-1,9	-0,034
	X2	-3	0,014	-0,015	0,000	-5	-2,1	-0,004
	X3	-52	-3,772	1,183	-0,007	12	24,2	0,162
	X4	437	1,755	-0,508	0,017	1245	346,0	2,131
	X5	-98	1,248	1,757	-0,006	-261	-83,7	0,150
	X6	133	-13,423	-3,099	0,011	559	178,2	-1,393
	X7	-3	0,039	0,030	0,000	-7	-2,5	0,052
	X8	-160202	1502,843	3004,363	-9,613	-164780	-63916,6	2809,587
	X9	142	-9,867	-3,586	0,095	368	89,6	-3,090
	X10	-19	0,862	1,112	0,023	-107	-38,6	0,626
X11	1	0,250	-0,164	-0,001	-8	-3,6	-0,066	

Для качественной сверки полученных результатов по регрессионным уравнениям была проведена процедура сопоставления их с фактическими данными: добыча нефти по боковым стволам, обводненность продукции БС. Проверочные расчеты, проведенные по каждому БС, дают расхождения с фактическими данными, но прогноз суммарной добычи по всем боковым стволам равен фактической добыче (табл. 4). Необходимо учесть, что модель всегда отражает данное явление с некоторым приближением [4].

Таким образом, если планировать системное бурение боковых стволов по объектам близким к анализируемому, то интегральные показатели будут достаточно объективными.

Таблица 4. Сравнительная таблица расчетных и фактических суммарных параметров (добыча нефти), средних параметров (обводненность) откликов

Сравнение	Отклики						
	У1, т (сумма)	У2, % (среднее)	У3, % (среднее)	У4, т/сут*ат м (среднее)	У5, т (сумма)	У6, т (сумма)	У7, % (среднее)
Расчет по модели	63851	57,1	64,7	0,18	146650	50653	67,3
Факт	63304	56,3	64,8	0,18	146494	50580	67,4

Выводы

1. Бурение боковых стволов, как метод реанимирования старых скважин, является перспективной технологией извлечения остаточной нефти в разных стратиграфических комплексах месторождений Башкортостана, находящихся на поздней стадии разработки. Полученная зависимость (рис. 1) позволяет прогнозировать добычу нефти с 1 м перфорированной нефтенасыщенной толщины и обводненность с помощью боковых стволов в разных нефтегазоносных толщах, используя имеющийся опыт.

2. Успешно применяемый комплекс организационных, технических и технологических решений повышает эффективность зарезки и бурения боковых стволов, эксплуатации стволов, оборудованных зацементированными хвостовиками.

3. Регрессионная модель, полученная для терригенных отложений пласта ДП Туймазинского месторождения, является действенным средством при оперативном прогнозировании и анализе эффективности эксплуатации боковых стволов для аналогичных отложений других месторождений Урало-Поволжья, с учетом использования геологических и промысловых факторов, характерных для данных условий.

Литература

1. Самигуллин В.Х., Гилязов Р.М., Т.Н. Валуйскова Т.Н., Бикмухаметова Г.И., Юмашев Р.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента «КГБ» для забуривания боковых стволов за один рейс // Нефтяное хозяйство. 2007. № 4. С. 25-27.

2. Самигуллин В.Х., Гилязов Р.М., Валуйскова Т.Н., Бикмухаметова Г.И., Юмашев Р.Х. Восстановление бездействующих и малодебитных скважин путем бурения дополнительных стволов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 13-14.

3. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами // Нефтяное хозяйство. 2001. № 11. С. 10-12.

4. Внучков И.М., Бояджиева Л., Солаков Е. Прикладной линейный регрессионный анализ. М.: Финансы и статистика, 1987. 240 с.

5. Демиденко В.В. Линейная и нелинейная регрессия. М.: Финансы и статистика, 1981. 302 с.
6. Крамер В.Г. Математические методы статистики. М.: Мир, 1975. 485 с.
7. Фаттахова Л.И. Эффективность зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на скважинах старого фонда залежей № 5 и № 8 бобриковского горизонта нижнего карбона Ромашкинского месторождения республики Татарстан // Труды X Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых учёных «Проблемы геологии и освоения недр». Томск, 2006. С. 389.
URL: <http://www.tpu.ru/files/nu/ignd/section8-06.pdf>

SIDETRACK DRILLING AND OPERATIONAL EXPERIENCE AND EFFICIENCY ON MATURE OIL FIELDS

T.V. Tokareva

Bashneft JSC, Ufa, Russia
e-mail: tokareva-tv@yandex.ru

Abstract. *The article deals with operating sidetracks on lower Devonian and lower Carbonic terrigenous formations of mature oil fields on the territory of the Republic of Bashkortostan, Russia. Various administrative, engineering and technological solutions for drilling sidetracks are discussed. Regression analysis is recommended to study the impact of the sidetrack bottomhole positioning, the geology of the structures being drilled and field performance of the surrounding wells on the water-cut and production rate of the sidetrack.*

Keywords: *sidetrack, oil production, liner, regression analysis*

References

1. Samigullin V.Kh., Gilyazov R.M. Rezul'taty ekspluatatsii kompleksa instrumenta «KGB» dlya zaburivaniya bokovykh stvolov za odin reis (Results of operation of the complex tool "KGB" to sidetrack for one trip). *Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, Issue 4, pp. 25-27.
2. Samigullin V.Kh., Gilyazov R.M., Valuiskova T.N., Bikmukhametova G.I., Yumashev R.Kh. Vosstanovlenie bezdeistvuyushchikh i malodebitnykh skvazhin putem bureniya dopolnitel'nykh stvolov (Recovering of inactive and marginal wells by sidetracking). *Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry*, 2001, Issue 11, pp. 13-14.
3. Gilyazov R.M., Rakhimkulov R.Sh. Problemy zakanchivaniya skvazhin s bokovymi stvolami (Problems of completion wells with sidetracks). *Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry*, 2001, Issue 11, pp. 10-12.
4. Vnuchkov I.M., Boyadzhieva L., Solakov E. Prikladnoi lineinyi regressionnyi analiz (Applied linear regression analysis). Moscow: Finansy i Statistika, 1987. 240 p.
5. Demidenko V.V. Lineinaya i nelineinaya regressiya (Linear and nonlinear regression). Moscow: Finansy i Statistika, 1981. 302 p.
6. Kramer V.G. Matematicheskie metody statistiki (Mathematical methods of statistics). Moscow: Mir, 1975. 485 p.
7. Fattahova L.I. Jeffektivnost' zarezki bokovyh i bokovyh gorizontal'nyh stvolov na skvazhinah starogo fonda zalezhej № 5 i № 8 bobrikovskogo gorizonta nizhnego karbona Romashkinskogo mestorozhdenija respubliky Tatarstan (The effectiveness of side tracking and horizontal holes in the wells No. 5 and No. 8 of the old stock of deposits Bobrikov horizon of Lower Carboniferous at Romashkinskoye oilfield in Tatarstan Republic) in *Trudy X Mezhdunarodnogo simpoziuma "Problemy geologii i osvoeniya nedr"* (Proceedings X International Symposium "Problems of Geology and Exploitation of Mineral Resources"). Tomsk, 2006. p. 389.
URL: <http://www.tpu.ru/files/nu/ignd/section8-06.pdf>