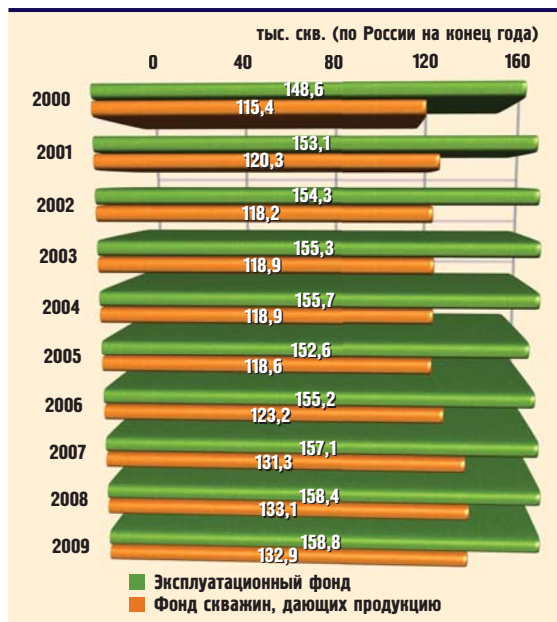


ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ АКТИВЫ: ПЕРЕМНЫ К ЛУЧШЕМУ

Эффективность нефтедобычи и объемы добытого сырья в значительной мере зависят от состояния фонда эксплуатационных скважин. Оптимизация их структуры, эксплуатационное бурение и ввод новых скважин — ключевые звенья реализации стратегических планов нефтедобычи. Высокая значимость этих факторов определяет и повышенное внимание нефтяников к совершенствованию и развитию фонда эксплуатационных скважин. Заметны определенные изменения к лучшему. Впрочем, проблем все еще много...

Фонд нефтяных скважин



С 2000-го по 2005 год фонд дающих продукцию скважин вырос лишь на 2,8%. Зато за 2006–2009 годы число работающих скважин увеличилось на 12,1%

На фоне довольно активного роста в целом за 10 лет российской добычи нефти эксплуатационный фонд скважин тоже расширялся практически в течение всего периода, но значительно медленнее: добыча нефти выросла в 1,5 раза, а фонд скважин — только на 6,86%. За «нулевые» годы количество нефтяных скважин увеличилось со 148,6 до 158,8 тыс. (см. «Фонд нефтяных скважин»).

За прошлый год всего две компании увеличили количество скважин, дающих продукцию: «Сургутнефтегаз» и «Татнефть»

Фонд скважин

В динамике эксплуатационного фонда четко прослеживаются два цикла. После максимального для рассматриваемого периода роста количества скважин в 2001 году (+3,0%) активность постепенно затухала в течение следующих четырех лет: до +0,3% в 2004 году и серьезного (на 2,0%) сокращения к концу 2005 года.

На этом этапе компании больше занимались оптимизацией структуры своих фондов, избавлялись от балласта: скважин стало меньше, число же дающих продукцию стабилизировалось, а в некоторых случаях и росло. Наиболее отчетливо это проявилось в практике работы «Сибнефти», которая в 2005 году почти вдвое сократила эксплуатационный фонд скважин (с 8,1 до 4,6 тыс.), но при этом более чем на 11% увеличила фонд скважин, дающих продукцию.

Второй цикл начался в 2006 году ростом эксплуатационного фонда на 1,7%, после чего опять наблюдается понижающаяся динамика: +1,2%, +0,8% и +0,3 в течение трех следующих лет соответственно. По аналогии с предыдущим циклом, в 2010 году можно ждать повторного ухода в минус, за которым должен последовать новый взлет. Но, разумеется, реальная динамика будет определяться фундаментальными факторами.

Что касается той части эксплуатационного фонда, которая дает продукцию, то в целом за 2000-е годы она выросла более существенно — на 15,2% (с 115,4 до 132,9 тыс.). При этом четкой взаимосвязи ни с динамикой общего числа скважин, ни с количеством добываемой нефти не прослеживается.

Можно заметить, что по результатам пяти лет (2001-й и 2005–2008 годы) динамика фонда работающих скважин была лучше, чем по эксплуатационному фонду в целом. Это свидетельствует о продолжающейся практике оптимизации структуры скважин.

Максимальный рост числа работающих скважин отмечен в 2007 году (+6,6%), что значительно превзошло предыдущий рекорд, державшийся с 2001 года (+4,2%).

В 2008 году, когда добыча нефти единственный раз за десятилетие снизилась, в процесс добычи было вовлечено 133,1 тыс. скважин — это самый высокий уровень за весь рассматриваемый период. В то же время в 2009 году количество работающих скважин немного сократилось (на 0,2%), а показатель добычи нефти достиг рекордного для современной России уровня.

В динамике количества работающих скважин хорошо видны два периода. С 2000-го по 2005 год включительно фонд дающих продукцию скважин вырос всего лишь на 2,8% (то есть после рывка в 2001 году количественный уровень фонда несколько просел). Зато за 2006–2009 годы число работающих скважин увеличилось на 12,1%.

В чем причина столь разительных перемен? Прежде всего, вопросами вовлечения в работу простаивающих скважин вплотную занялись надзорные органы. Наведение порядка началось с масштабной ревизии скважинного хозяйства. В 2003 году МПР РФ признавало, что примерно по 30% фонда эксплуатационных скважин информация отсутствовала вообще. Соответственно, и сведения по уровню использования нефтяных скважин были весьма приблизительны.

На основе актуализированной информации министерство выставляло недропользователям конкретные требования. Для компаний, стремящихся не столько увеличить добычу, сколько оптимизировать экономическую эффективность своей деятельности, возобновление работы на бездействующих скважинах во многих случаях стало своего рода повинностью.

Впрочем, и динамично растущие цены на нефть расширяли круг скважин, разработка которых становилась рентабельной. Да и ухудшение ресурсной базы вынуждало нефтяников удерживать объемы добычи, в том числе, и путем использования ранее бездействующих скважин. В этом помогало и применение более прогрессивных технологий.

Из числа ВИНК наибольшее количество скважин на балансе имели на конец 2009 года «Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Татнефть» (29035, 28237 и 21957 соответственно). Вместе они контролируют половину всех нефтяных скважин, а вся группа ВИНК — 96%.

За год четыре ВИНК количество скважин увеличили. Активнее других — «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» (на 3,6% и 2,8% соответственно). Пять ВИНК количество скважин сократили, в том числе «РуссНефть» на 4,4%, а «Славнефть» на 2,4%.

Относительно 2000 года количество нефтяных скважин уменьшили две компании: «Газпром нефть» на 23,0% и ТНК-ВР на 15,9%. Не считая «Роснефти», которая получила огромное количество скважин в наследство от ЮКОСа, наиболее динамично развивали фонд эксплуатационных скважин ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз» — увеличение на 19,0% и 18,5% за 2000–2009 годы (см. «Эксплуатационный фонд нефтяных скважин»).

По количеству работающих скважин лидерство в течение многих лет сохраняет ЛУКОЙЛ (24038 на конец 2009 года, 18,1% общероссийского фонда). Немного отстает «Роснефть» (22851, 17,2%). На третьем месте «Татнефть» (19015, 14,3%).

За прошлый год всего две компании увеличили количество сква-

жин, дающих продукцию: «Сургутнефтегаз» на 3,0%, а «Татнефть» на 1,6%. Относительно 2000 года только ТНК-ВР снизила количество работающих скважин: компания продала ряд добывающих предприятий и, оптимизировав структуру бизнеса, развивает добычу с акцентом на раскрытие потенциала наиболее продуктивных скважин.

На фоне рекордного для ВИНК сокращения общего числа скважин «Газпром нефть» увеличила количество работающих скважин на 22% за 2000–2009 годы. Немного отстала «Башнефть», у которой число действующих скважин выросло на 19,1%. Но наибольшую активность в увеличении добывающих скважин проявлял «Сургутнефтегаз» (+26,3%). Разумеется, если не принимать во внимание «Роснефть», у которой число работающих скважин выросло в разы — в основном, благодаря покупке готовых предприятий (см. «Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию»).

Оптимизация работы механизированных скважин в 2009 году была проведена на 9342 скважинах (7% эксплуатируемых скважин). По сравнению с предыдущим годом их число сократилось на 6,1%. Почти половина общего количества таких скважин приходится на «Татнефть» и «Башнефть» (24,3% и 20,9% соответственно).

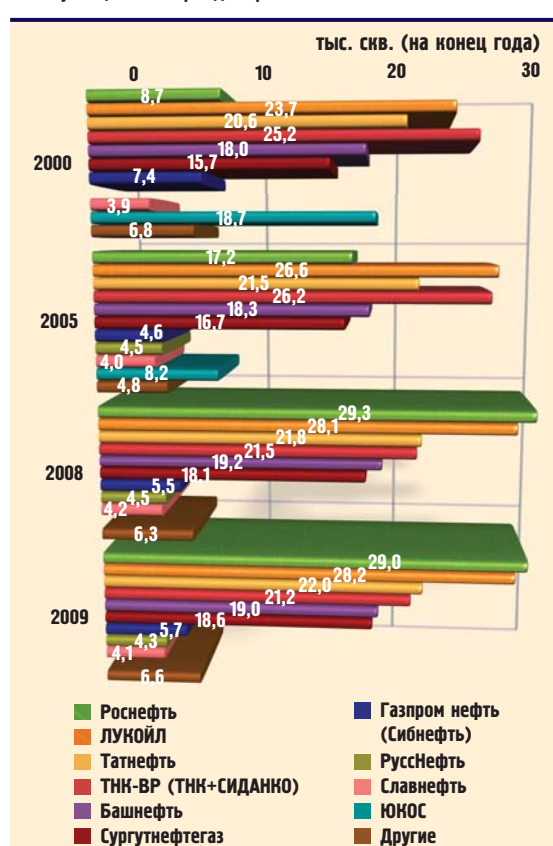
Количество операций, связанных с воздействием на призабойную зону нефтяных скважин, в прошлом году сократилось на 18%, до 15476 св./операций. Недостигаемым лидером здесь является «Сургутнефтегаз» (38,8%).

Неработающие скважины

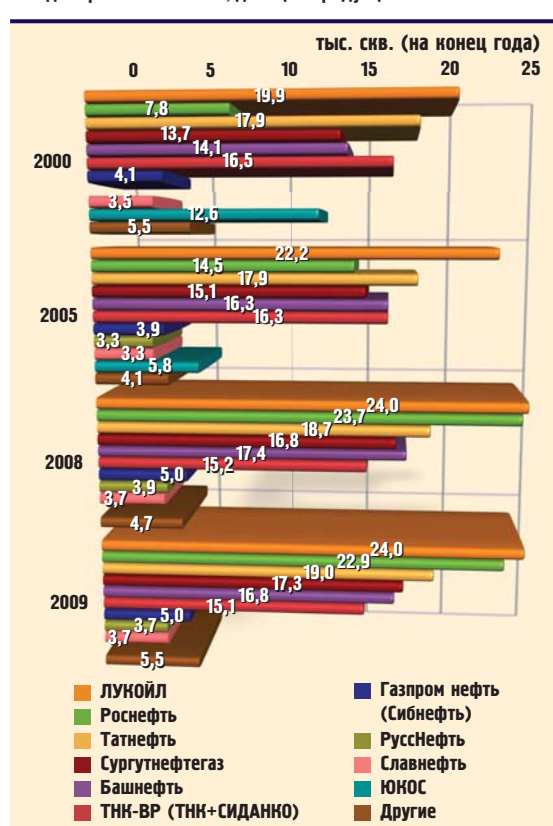
Болезненной проблемой в течение всего десятилетия оставался запредельно высокий уровень неработающих нефтяных скважин. При существующем в России 10%-ном нормативе в период «нулевых» годов не давали продукцию, в среднем, 20% скважин. То есть норматив был превышен вдвое.

Конечно, бывало и хуже: в «лихие 1990-е» количество без-

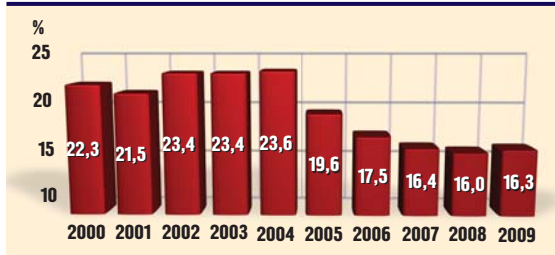
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин



Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию



Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде (в среднем по России)



действующих скважин превышало четверть эксплуатационного фонда, а в 2004 году достигало 28% в целом по отрасли. Тогда в

Болезненной проблемой в течение всего десятилетия оставался запредельно высокий уровень неработающих нефтяных скважин. В среднем, 20%. То есть норматив был превышен вдвое

дополнение к общеэкономической неурядицам ситуацию усугубило правительство: введение экспортных пошлин на мазут привело к затовариванию резер-

В 2000 году Минтопэнерго оценивало безвозвратные потери от бездействующих скважин в \$65–80 млрд. Цена вопроса с той поры выросла пропорционально четырехкратному увеличению мировых цен на нефть

вуарного парка НПЗ и, по цепочке, к остановке действующих скважин.

Анализируя ситуацию, Минтопэнерго РФ в «Концептуальных по-

ложениях развития нефтегазового комплекса России», изданных в 2000 году, отмечало: «Неработающий фонд скважин привел к разбалансированию систем разработки месторождений, выборочной отработке запасов нефти. В конечном счете, все это ведет к безвозвратным потерям части извлекаемых запасов (конечная нефтеотдача может уменьшиться на 5–7%, что при сегодняшнем объеме вовлеченных в разработку запасов нефти и текущих мировых ценах эквивалентно \$65–80 млрд) и является грубейшим нарушением закона «О недрах» в части рационального использования недр».

Цена вопроса с той поры выросла пропорционально четырехкратному увеличению мировых цен на нефть, то есть до \$0,25–0,32 трлн.

В середине 1990-х власти все же пытались решить проблему экономическими методами. Для закупки оборудования, предназначенного для восстановления действующего фонда скважин, были привлечены реабилитационные нефтяные займы Всемирного банка. Однако эффект оказался ниже ожидаемого. Деньги были освоены, доля остановленных скважин несколько уменьшилась. Но преимущественно в связи с резко возросшим переводом скважин из бездействующего фонда в консервацию, а не за счет их ввода в эксплуатацию.

Нежелание компаний сокращать долю неработающих скважин объясняется, в частности, их стремлением достигнуть высоко-

го уровня рентабельности добычи. При этом обводненные, относительно низкодебитные и пробуренные на пласты с трудноизвлекаемыми запасами скважины исключаются из хозяйственного оборота вне зависимости от того, как это сказывается на общем коэффициенте извлечения нефти по объекту разработки.

Минтопэнерго РФ видело корень зла в налоговой системе, которая ориентирована на налогообложение высокодебитных скважин с высокой долей горной ренты в цене. Эта система не является гибкой и поэтому не учитывает объективно обусловленного роста издержек добычи по мере уменьшения дебитов скважин, роста обводненности их продукции, а значит, и резкого сокращения доли ренты в цене.

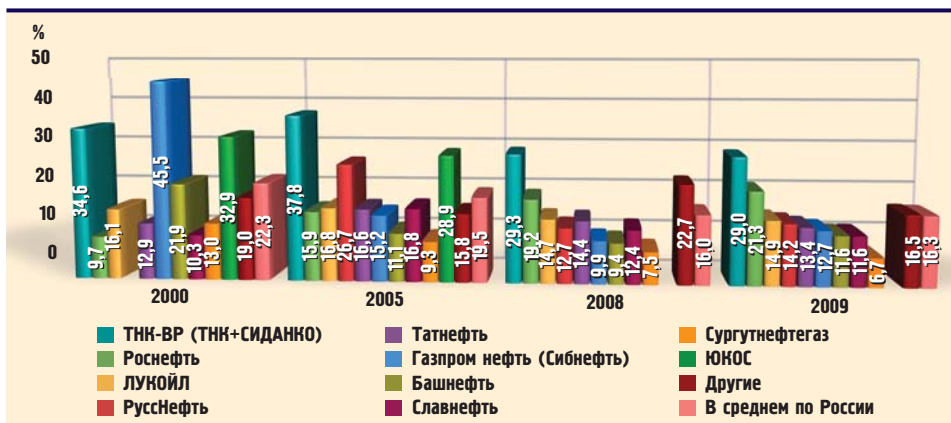
Спустя 10 лет можно констатировать, что налоговая система стала еще более агрессивной. И лишь значительный рост цен на углеводородное сырье позволяет отчасти снять остроту проблемы.

Высокий уровень простаивающих скважин даже в период очень благоприятной для нефтяного бизнеса ценовой конъюнктуры свидетельствует о чрезмерной жесткости и прогрессирующей неадекватности налоговой системы в отношении нефтедобычи. И если даже при высоких ценах на углеводородное сырье компаниям не выгодно эксплуатировать значительную часть имеющихся скважин, то в случае продолжительного обвала мировых цен на нефть отрасль понесет куда более существенные потери.

К счастью, во время нынешнего мирового кризиса цены довольно быстро восстановились, и тотального вывода скважин из эксплуатации не произошло. Правда, многим мелким компаниям пришлось на острой фазе кризиса останавливать скважины и даже полностью приостанавливать добычу на лицензионных участках.

Главным рычагом решения проблемы неработающих скважин в России остается административный ресурс. Именно с середины минувшего десятилетия, когда государство вплотную заня-

Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде по ВИНК России



лось наведением в этой сфере порядка, начались заметные позитивные подвижки.

Так, после 2004 года, когда среднее по отрасли количество неработающих скважин достигло максимума десятилетия на отметке 23,6%, эта доля последовательно сокращалась, до 16,0% в 2008 году. Правда, по итогам прошлого года отмечено небольшое ухудшение: доля неработающих скважин поднялась до 16,3% (см. «Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде»).

В условиях кризиса контролирующие органы стали менее требовательными в отношении максимально возможного вовлечения в производственный процесс имеющихся скважин. А самим компаниям нередко выгоднее законсервировать низкодебитную скважину, чем добывать из нее нефть.

Но следует отдать должное, МПР России добилося немалого в борьбе за рациональное недропользование и соблюдение установленных правил игры. Достаточно вспомнить, что 10 лет назад «Сибнефть» держала «на заглушке» почти половину скважин, ТНК и ЮКОС — около трети (см. «Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде по ВИНК России»).

Если «Сибнефть» втрое снизила долю неработающих скважин уже к 2005 году (оптимизация фонда стала одним из элементов предпродажной подготовки компании, которую в результате купил «Газпром»), то ТНК-ВР до середины десятилетия продолжала увеличивать долю неработающих скважин, которая к 2005 году достигла 37,8%, — много больше, чем у любой другой ВИНК.

Российско-британская компания и по итогам 2009 года является «чемпионом» отрасли по доле неработающих скважин. Однако эта доля постепенно снижается — до 29% к настоящему времени. В 2007 году ТНК-ВР согласовала с МПР России и начала осуществлять пятилетнюю программу сокращения бездействующего фонда скважин, полная реализация которой потребует более \$2,2 млрд.

За вторую половину «нулевых» уровень неработающих скважин сократили все ВИНК за исключением «Роснефти». В связи с обширными приобретениями контролируемая государством компания проводит масштабную работу по оптимизации деятельности добывающих предприятий. При этом доля неработающих скважин резко пошла вверх. Только за минувший год она выросла с 19,2% до 21,3%. Вероятно, самая влиятельная нефтяная компания страны полагает, что может позволить себе безнаказанно нарушать требования проектной документации. И чиновники, действительно, смотрят на эти нарушения сквозь пальцы.

Впрочем, в кризисном 2009 году большинство ВИНК ухудшили показатели использования фонда скважин. Лишь «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР и «Татнефть» за прошлый год сократили доли неработающих скважин. Если в 2008 году в 10%-ный норматив укладывались три ВИНК, то к концу 2009 года — только «Сургутнефтегаз». Причем, с уникальным результатом — 6,7%.

Хотя прогресс, достигнутый за последние годы, очевиден, до полной нормализации ситуации еще далеко. Взвзвись пресечь выборочную отработку запасов, государство приняло правильное решение. Но вряд ли возможно решить эту задачу исключительно методами голого администрирования.

Для того чтобы у компаний появился стимул задействовать весь свой производственный потенциал, необходима точная доводка налоговой системы. Первым робким шагом в этом направлении стало введение с 2007 года льготного режима по НДС для истощенных месторождений.

Конечно, этого не достаточно. Но вряд ли можно ожидать от государства большего в обозримом будущем. Дефицит федерального бюджета является плохим фоном для снижения налоговой нагрузки. К тому же за предыдущие годы ситуация была настолько запущена, что пока еще и административными мерами добиться хороших результатов, что и подтверждается на практике.

Дебит скважин

Выборочная отработка запасов, популярная в первой половине 2000-х, позволяла компаниям существенно улучшить средний дебит скважин. В 2005 году этот среднеотраслевой показатель достиг наивысшего для десятилетия результата — по оценке «Вертикали», 10,17 тонн в сутки. За пятилетку средний дебит скважин вырос на 40,3% (см. «Средний де-

Выборочная отработка запасов, популярная в первой половине 2000-х, позволяла компаниям существенно улучшить средний дебит скважин. Потом ситуация изменилась

бит эксплуатируемых скважин по ВИНК России»).

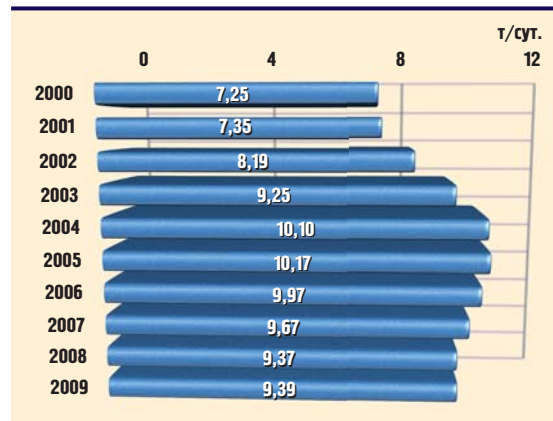
В связи с ужесточением требований к использованию фонда скважин, а также естественным ухудшением ресурсной базы во второй половине «нулевых» лет намечилось стабильное снижение

Количество новых высокотехнологичных скважин невелико, поэтому их вклад не оказывает значительного влияния на общепромышленную статистику

среднего дебита скважин, до 9,37 тонн в сутки к концу 2008 года. Небольшой рост (+0,2%) в 2009 году произошел на фоне увеличения на 3 п.п. доли неработающих скважин.

Конечно, это не означает, что вся работа по повышению средне-

Средний дебит эксплуатируемых скважин по ВИНК России



Среднесуточный дебит эксплуатируемых скважин, т

Компании	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2000 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2000
Роснефть	13,7	11,6	14,0	6,3	117,7%	97,6%	216,8%
ЛУКОЙЛ	10,5	10,4	11,0	9,2	100,7%	95,5%	114,0%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	12,7	12,5	13,0	8,4	102,0%	97,5%	150,6%
Сургутнефтегаз	9,6	10,2	11,7	8,4	94,0%	81,9%	114,5%
Газпром нефть (Сибнефть)	16,5	17,2	24,6	12,0	95,7%	67,0%	137,6%
Татнефть	3,8	3,8	3,9	3,8	99,6%	97,5%	98,7%
Славнефть	14,1	14,8	20,2	10,2	95,5%	70,1%	138,0%
РуссНефть	9,2	9,9	12,5		92,5%	73,6%	
Башнефть	2,0	1,9	2,1	2,4	105,6%	95,6%	82,5%
ЮКОС			11,0	12,0			

го дебита скважин сводится к попыткам очистить фонд работающих скважин от наименее результативных представителей. Однако все усилия по повышению нефтеотдачи нейтрализуются общим ухудшением отдачи от старых скважин. Количество новых высокотехнологичных скважин не-

Из четырех ВИНК, вышедших на положительную динамику, лучший результат у «Роснефти». Средний дебит скважин у нее вырос на 17,7%

лико, поэтому их вклад не оказывает значительного влияния на общеотраслевую статистику.

Самые богатые скважины эксплуатируют «Газпром нефть» и «Славнефть» (в 2009 году — 16,5 и 14,1 тонн в сутки соответственно). Выше среднего уровня (9,4 тонн в сутки) отдача скважин у большинства ВИНК, за исключе-

За 10 лет метраж эксплуатационного бурения вырос в 2,8 раза. Правда, энтузиазм нефтяников постепенно затухает

нием «Башнефти» (2,0), «Татнефти» (3,8) и «РуссНефти» (9,2).

За прошлый год у пяти компаний средний дебит скважин снизился: значительно всего — у «РуссНефти», на 7,5% (см. «Среднесуточный дебит эксплуатируемых скважин»).

Из четырех ВИНК, вышедших на положительную динамику, лучший результат у «Роснефти». Средний дебит скважин у нее вырос на 17,7%, до 13,7 тонн в сутки.

Наряду с выводом в бездействующий фонд скважин с низкой отдачей, в прошлом году компания ввела в эксплуатацию крупное Ванкорское месторождение, где построено 66 новых скважин, способных поддерживать средний дебит 430 тонн в сутки, что, естественно, серьезно повлияло на средний показатель.

В целом за 2000-е годы дебит скважин снизился только у «Башнефти» и «Татнефти» (17,5% и 1,3% соответственно). Обе компании работают на старых месторождениях, что требует от нефтяников значительных усилий для поддержания уровня добычи. В случае с «Башнефтью» задача решается путем расширения фонда скважин. «Татнефть» больше рассчитывает на оптимизацию работы имеющихся скважин.

Лучшая динамика десятилетия у «Роснефти» (увеличение в 2,2 раза), ТНК-ВР (в 1,5 раза), «Славнефти» (+38%) и «Газпром нефти» (+37,6%).

Эксплуатационное бурение

Эксплуатационное бурение — это, пожалуй, тот участок, которому нефтяники уделяют повышенное внимание. За 10 лет метраж эксплуатационного бурения вырос в 2,8 раза, относительно 2005 года — в 1,5 раза, а за предшествующее пятилетие — в 1,8 раза.

Конечно, были и спады. Например, в 2004 году (–3,4%), когда начались проблемы у ЮКОСа и это породило в отрасли тревожные ожидания, или в 2009 году (–3,5%), что было связано со

свертыванием корпоративных инвестиционных программ на гребне кризиса. Но, в целом, тренд позитивный.

Правда, энтузиазм нефтяников постепенно затухает, о чем сигнализирует динамика роста объемов эксплуатационного бурения: в 2006 году метраж вырос на 26,3%, на следующий год — на 18,8%, в 2008 году — только на 6,1%. Однако в 2009 году было пройдено в эксплуатационном бурении 14,1 млн метров (а годом ранее — 14,6 млн метров). Минтопэнерго 10 лет назад называло в качестве желанного максимума годовой объем бурения 12 млн метров. Нефтяники смогли (и, главное, захотели) сделать больше — редкий случай, когда речь идет о затратах.

Больше других традиционно для всего периода бурит «Сургутнефтегаз». По итогам 2009 года компания вышла на очередной рекордный уровень — 3,66 млн метров. В минувшем году «Сургутнефтегаз» обеспечил и лучший для отрасли прирост — 17%. Однако в предыдущие годы компания несколько отставала от основных соперников по темпам прироста. В результате доля СНГ в общеотраслевой проходке снизилась до 26% по сравнению с 32,3% в 2005 году (см. «Объемы эксплуатационного бурения» и «Вклад компаний в объемы эксплуатационного бурения»).

В принципе, и нынешний уровень достаточно высок для компании, которая по объемам добычи находится лишь на четвертом месте. По масштабам эксплуатационного бурения СНГ и сейчас в 1,4 раза опережает флагмана отрасли «Роснефть».

«Газпром нефть» в 2009 году прошла в эксплуатационном бурении почти в три раза больше, чем в 2005 году ее предшественница — «Сибнефть». Это самая высокая динамика на этом отрезке времени.

Практически наполовину упали за этот период объемы бурения у «РуссНефти». В результате доля компании в общеотраслевой проходке уменьшилась до 1,3% по сравнению с 3,7% в 2005 году. За этот период метраж бурения нефтяных скважин сократили

еще две ВИНК: «Башнефть» (более чем на треть») и «Татнефть» (на 14,4%).

В кризисном 2009 году «Башнефть» уменьшила проходку на 43,4%, а «РуссНефть» — более чем наполовину. До этого обе компании уровень проходки увеличивали.

В то же время «Татнефть» метраж бурения сокращает в течение продолжительного времени. В результате объем бурения у компании снизился с 602,5 тыс. метров в 2005 году до 394,1 тыс. метров в 2009-м, а доля в общеотраслевой проходке за этот период — с 5,0% до 2,8%.

В 2009 году единственной компанией «первой пятерки», уменьшившей объемы проходки, стал ЛУКОЙЛ (почти на 20%). Однако и после этого компания уступает по масштабам бурения только СНГ и «Роснефти».

В прошлом году на 42,2% упали объемы проходки по группе компаний, не входящих в состав ВИНК. Это не стало неожиданностью, так как именно независимые производители оказались в наиболее тяжелом положении, когда разразился мировой кризис.

За минувший год на новых месторождениях (официально введенных в эксплуатацию за последние пять лет) проходка в эксплуатационном бурении составила 2,17 млн метров. Это 7,6% от общего метража, что указывает на магистральный выбор нефтяников: они предпочитают развивать фонд скважин на базовых, испытанных временем месторождениях.

Представляется, что более точно ситуацию с эксплуатационным бурением отражает относительный показатель проходки на 1 тыс. тонн нефтедобычи. Он позволяет сопоставлять результаты работы в эксплуатационном бурении компаний разного масштаба.

В целом по России этот показатель в кризисном 2009 году ухудшился на 4,6% в целом по отрасли и на 1,9% по группе ВИНК. Однако относительно 2003 года удельные объемы эксплуатационного бурения выросли в 1,4 раза, а к 2005 году — на 46% в целом по отрасли (по группе ВИНК — соответственно на 52,6% и 56,3%).

Объемы эксплуатационного бурения, тыс. м

Компании	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2003 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2003
Сургутнефтегаз	3 657,1	3 126,9	2 963,1	2 777,5	117,0%	123,4%	131,7%
Роснефть	2 587,3	2 488,5	1 059,2	483,2	104,0%	244,3%	535,5%
ЛУКОЙЛ	2 382,8	2 973,6	1 190,4	1 073,4	80,1%	200,2%	222,0%
Газпром нефть (Сибнефть)	2 158,5	2 036,3	726,5	687,8	106,0%	297,1%	313,8%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	1 333,0	1 318,7	833,1	531,1	101,1%	160,0%	251,0%
Славнефть	765,8	743,0	626,0	251,8	103,1%	122,3%	304,1%
Татнефть	394,1	448,5	460,2	602,5	87,9%	85,6%	65,4%
Башнефть	245,7	426,4	375,6	333,9	57,6%	65,4%	73,6%
РуссНефть	178,2	369,5	343,5	6,9	48,2%	51,9%	в 25,8 раза
ЮКОС			105,7	1 180,9			
ВИНК	13 702,5	13 931,2	8 683,3	7 929,1	98,4%	157,8%	172,8%
Другие компании	388,4	671,5	490,2	647,1	57,8%	79,2%	60,0%
По России	14 090,9	14 602,7	9 173,5	8 576,2	96,5%	153,6%	164,3%

Переломным стал 2006 год, до этого относительный уровень бурения сокращался. Так, если в 2003 году проходка в бурении на тонну добычи составляла 20,35 метра, а в 2005-м — 19,35 метра, то в 2008 году — 29,89 метра (см. «Удельные объемы эксплуатационного бурения»).

За последние шесть лет активнее остальных наращивала проходку «Газпром нефть» — в 3,3 раза к уровню 2003 года. И если «Сибнефть» в начале периода бурила в пересчете на тонну добычи менее 22 метров, то в прошлом году — более 72 метров. Это лучший показатель в отрасли.

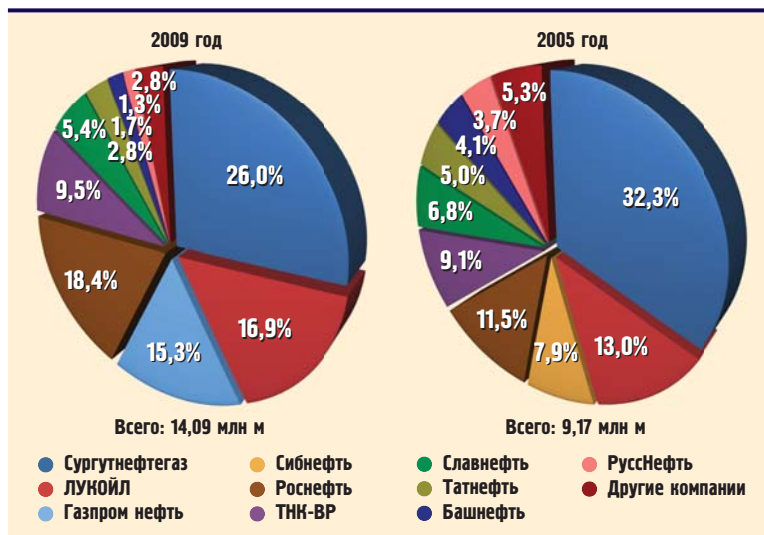
«Газпром», ставший основным акционером «Сибнефти» в период, когда добыча на месторож-

дениях компании начинала резкое падение, был вынужден уделять повышенное внимание расширению и обновлению эксплуатационного фонда скважин.

В 2009 году единственной компанией «первой пятерки», уменьшившей объемы проходки, стал ЛУКОЙЛ. Но по масштабам бурения компания уступает только «Сургутнефтегазу» и «Роснефти»

За 2009 год на 21% улучшил удельный показатель «Сургутнефтегаз». Компания с большим отрывом сохраняет за собой второе место. В группу лидеров входит и «Славнефть», которая в 2009 году бурила 40,5 метра на

Вклад компаний в объемы эксплуатационного бурения



Удельные объемы эксплуатационного бурения, метров на 1 тыс. тонн добычи

Компании	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2003 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2003
Сургутнефтегаз	61,33	50,70	46,40	51,41	121,0%	132,2%	119,3%
ЛУКОЙЛ	25,85	32,95	13,48	13,58	78,5%	191,7%	190,3%
Газпром нефть (Сибнефть)	72,24	66,26	22,02	21,91	109,0%	328,1%	329,7%
Роснефть	22,25	21,86	14,23	23,99	101,8%	156,3%	92,7%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	18,98	19,17	11,06	8,62	99,0%	171,6%	220,0%
Славнефть	40,54	37,97	25,91	14,20	106,8%	156,5%	285,5%
Татнефть	15,09	17,21	18,17	24,42	87,7%	83,1%	61,8%
ЮКОС			4,43	14,62			
Башнефть	20,09	36,32	31,48	27,71	55,3%	63,8%	72,5%
РуссНефть	14,04	25,93	24,77	2,64	54,2%	56,7%	531,2%
ВИНК	31,27	31,89	20,01	20,49	98,1%	156,3%	152,6%
Другие компании	6,92	13,02	13,64	18,83	53,2%	50,8%	36,8%
По России	28,51	29,89	19,52	20,35	95,4%	146,1%	140,1%

тонну добычи. Все три компании в течение последних лет теряют объемы добычи и были вынуждены активизироваться в эксплуатационном бурении.

Хуже всего обстоят дела с эксплуатационным бурением у неинтегрированных компаний. В прошлом году они бурили менее 7 метров на тонну добычи

Результаты остальных компаний ниже среднего по отрасли уровня. Хуже всего в этом смысле обстоят дела в группе неинтегрированных компаний. Собст-

За время реализации проекта «Сахалин-1» установлено несколько мировых рекордов в бурении наклонно-направленных скважин. Последний из них — в 2008 году

венно, и в прошлые годы они не отличались высокой активностью в этой сфере, но в прошлом году они бурили менее 7 метров на тонну добычи. Даже у

За 2009 год эксплуатационный фонд скважин обновился на 3,5%. При таких темпах полный цикл обновления фонда скважин займет около 30 лет

«РуссНефти», аутсайдера группы ВИНК, результат вдвое лучше. Это означает, что группа независимых (равно как и «РуссНефть») уже в ближайшие годы

может оказаться в предкризисной ситуации.

Новые скважины

За минувшее десятилетие в строительстве новых скважин появились новые технологии. Скважины XXI века — это качественно новый уровень традиционного производственного процесса.

В августе прошлого года на Ванкорском месторождении руководители «Роснефти» с гордостью рассказывали премьер-министру В.Путину об используемой здесь системе эквалайзинга (интеллектуального заканчивания скважин) и демонстрировали работу центра геологического сопровождения бурения (специалисты отслеживают и по необходимости корректируют процесс, сидя в Москве). Сейчас на месторождении менее 70 скважин, в перспективе их число вырастет до 450, из которых 307 — горизонтальные.

Благодаря применению новейших технологий, Shell, оператор Салымского проекта, обеспечивает ускоренный ввод в эксплуатацию нефтяных скважин. В 2004 году первая скважина была пробурена за 33 дня, а сейчас средняя продолжительность бурения сократилась до 10 суток. Для сравнения: средний по Западной Сибири срок бурения аналогичных скважины в сопоставимых геолого-технических условиях составляет 18–20 суток. Рекорд проходки скважины в СПД, установленный в июле 2009 года, — 4,54 суток.

В рамках Салымского проекта и СРП «Сахалин-2» внедряются технологии «умных скважин», которые могут вести добычу углеводородов с нескольких пластов, а не с одного. Такие скважины позволяют даже без использования методов повышения нефтеотдачи увеличить добычу на месторождении до 10%.

За время реализации проекта «Сахалин-1» установлено несколько мировых рекордов в бурении наклонно-направленных скважин. Последний из них — в 2008 году, когда была пробурена скважина протяженностью ствола 11680 метров. Бурение осуществлялось с помощью мощнейшей в мире наземной буровой установки «Ястреб» сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направлении под морским дном на месторождении Чайво. Здесь пробурено 17 из 30 самых протяженных в мире скважин с большим отходом забоя от вертикали (БОВ).

Появилось немало других технологических новшеств. Но пока они не получили массового распространения.

За 2009 год в России были введены в эксплуатацию 5584 новые нефтяные скважины. Это означает, что эксплуатационный фонд обновился на 3,5%. К концу года продукцию давали 4464 новые скважины — 3,4% работающих скважин. Годом ранее этот показатель составлял 3,7%, в 2007 году — 3,5%, в 2006-м — 3,1%, годом ранее — 2,8%. То есть некоторое улучшение ситуации происходит. Однако при таких темпах полный цикл обновления фонда скважин займет около 30 лет. О революционном омоложении фонда скважин говорить не приходится.

В прошлом году, в условиях кризиса, ввод новых скважин сократился очень незначительно — на 0,2% (на 9 единиц). В то же время относительно 2005 года количество вводимых скважин выросло на 46,8% (см. «Ввод новых скважин»).

За последние годы произошли принципиальные изменения в той роли, которую играют новые скважины. В 2006 году они обеспечивали чистый прирост дей-

ствующего фонда скважин, активную роль играло и возвращение в производство ранее бездействующих скважин (число эксплуатируемых старых скважин выросло на 1382).

Начиная с 2007 года работа со старым фондом скважин дает чистый минус (выводится из производства скважин больше, чем восстанавливается), а новые скважины замещают потери — причем, во все больших размерах. Так, в 2007 году 27% новых скважин компенсировали отрицательную динамику по старым скважинам, в 2008-м — уже 64%, в прошлом году — все 100%, и число скважин, дающих продукцию, все равно немного сократилось.

На новых месторождениях (введенных в эксплуатацию за последние пять лет) в прошлом году появилось 732 новых скважины — 13% общего числа. В 2008 году — 592 (10,6%), в 2007-м — 599 (11,5%), в 2006-м — 691 (15,6%), в 2005 году — 18%.

Таким образом, впервые за последние три года число скважин, пробуренных на новых месторождениях, стало увеличиваться. Выросла и доля новых скважин, вводимых на новых месторождениях — впервые за последние четыре года.

На долю «Сургутнефтегаза» приходится 63% скважин, построенных в прошлом году на новых месторождениях. Из общего количества скважин, введенных СНГ в 2009 году, 41% — на новых месторождениях. Компания остается лидером и по общему числу новых скважин с долей 21,6% (1131). В 2009 году «Сургутнефтегаз» ввел новых скважин на 16,4% больше, чем годом ранее (см. «Ввод новых скважин по компаниям»).

«Роснефть» по итогам прошлого года на втором месте по количеству новых скважин (17,9% от общеотраслевого показателя). Результат предыдущего года улучшен на 12,2%. Из 936 новых скважин на новых месторождениях построено 79 (8,4%).

На третьем месте — ЛУКОЙЛ (854 новые скважины, 16,3% в общеотраслевом результате). В прошлом году компания ввела новых скважин на 27,8% меньше, чем в

2008-м. На новых месторождениях ЛУКОЙЛ построил 71 скважину — 8,3% всех новых скважин компании в 2009 году.

Помимо ЛУКОЙЛа, ввод новых скважин в прошлом году сократили еще четыре компании: «Татнефть», «Башнефть», «Славнефть» и «РуссНефть». Наиболее значительно — «РуссНефть» и «Башнефть» (на 52,8% и 30,5% соответственно).

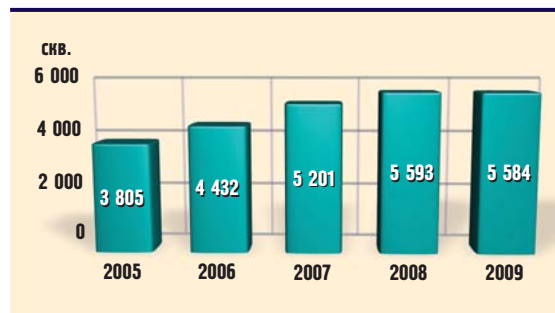
Из числа новых скважин лишь 443 эксплуатируются фонтанным способом (8,5%). Наибольшее число скважин (3860, 73,8%) оснащалось установками погружных центробежных насосов. Еще 844 скважины (16,1%) оборудованы штанговыми глубинными насосами. Еще менее популярен у нефтяных компаний газлифт (19 скважин, 0,4%).

В сравнении с 2005 годом глобальных перемен не произошло. Те же 8,5% скважин эксплуатировались фонтанным способом. Самым распространенным способом эксплуатации и тогда было применение УЭЦН (правда, с прежних 60% доля выросла на 13,8 п.п.). Доля скважин с ШГН тогда была выше — 27%.

В 2009 году было построено 443 скважины в горизонтальном бурении при средней глубине 3016 метров. В предыдущем году таких скважин было построено на 15% больше: 523 при средней глубине 3153 метра.

Если сравнивать с 2005 годом, то сейчас горизонтальных скважин построено на 6,5% больше (было 416 скважин протяжен-

Ввод новых скважин



ностью 2846 метров). И пять лет назад, и сейчас в горизонтальном бурении лидирует «Сургутнефтегаз». Правда, доля компании уменьшилась за это время с 49% до 35%.

Впервые за последние три года прирост скважин на новых месторождениях вернулся к положительной динамике. Выросла и доля новых скважин, вводимых на новых месторождениях

Из общего количества нефтяных скважин, построенных в 2009 году, на долю горизонтальных приходится около 8%. В 2005 го-

В 2009 году было построено 443 скважины в горизонтальном бурении. В предыдущем году таких скважин было построено на 15% больше

ду — 11%. Говорить о том, что строительство скважин горизонтального типа бурно развивается, не приходится. 📌

Ввод новых скважин по компаниям

	2009 г.	2008 г.	2004 г.	2009/2008	2009/2004
ЛУКОЙЛ	854	1 183	485	72,2%	176,1%
Роснефть	936	834	352	112,2%	265,9%
Газпром нефть (Сибнефть)	660	611	216	108,0%	305,6%
Сургутнефтегаз	1 131	972	887	116,4%	127,5%
ТНК-ВР	519	471	313	110,2%	165,8%
Татнефть	300	340	463	88,2%	64,8%
Башнефть	171	246	187	69,5%	91,4%
Славнефть	189	207	87	91,3%	217,2%
РуссНефть	75	159	185	47,2%	40,5%
ЮКОС			68		
ВИНК	4 835	5 023	3 243	96,3%	149,1%
Другие	396	570	286	69,5%	138,5%
Всего	5 231	5 593	3 529	93,5%	148,2%