

# ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



**В. Д. Лысенко**, проф.,  
д-р техн. наук, член ЦКР  
Роснедра, консультант  
ОАО «РИТЭК»

На многих российских нефтяных месторождениях крайне мало проводится гидродинамических исследований скважин с определением значений коэффициента продуктивности по скважинам и в скважинах по пластам и обособленным слоям. А ведь этот параметр никаким другим путем определить нельзя! По фактическим значениям коэффициентов продуктивности и динамике их изменения можно судить о фактической продуктивности и неоднородности нефтяных пластов, неравномерности вытеснения нефти и других важнейших параметрах пластов, о состоянии фонда скважин и качестве их эксплуатации. Зная коэффициенты продуктивности скважин, можно быстро, без каких-либо математических моделей и сложных расчетов оценить возможный дебит скважин и затем проверить точность расчетов на математических моделях, исключить возможные грубые ошибки при проектировании и разработке месторождений и даже задать ряд «неудобных» вопросов разработчикам этих математических моделей. Ежегодно коэффициент продуктивности рассчитывается в среднем лишь для 10 % скважин, и получаемые по ним данные не отражают реальных размеров потерь текущей добычи нефти в стране и конечной нефтеотдачи пластов. Резкое увеличение объема гидродинамических исследований позволит не только контролировать вышеуказанные потери, но и значительно увеличить добычу нефти без существенных экономических затрат. Контроль за работой и гидродинамические исследования скважин можно сравнить с разведкой на войне, которая обеспечивает победу над врагом с минимальными затратами.

Главный параметр скважин и эксплуатируемых пластов – их коэффициент продуктивности.

Коэффициент продуктивности скважины  $\eta$  равен отношению ее дебита  $q$  к разности пластового давления  $P_{пл}$  после остановки скважины и забойного давления  $P_c$  до ее остановки:

$$\eta = q / (P_{пл} - P_c).$$

При режиме заводнения пластов в начальный (безводный) период эксплуатации скважины определяют ее коэффициент продуктивности по нефти. Значения этого коэффициента, вычисленные по всем работавшим и работающим добывающим скважинам конкретного эксплуатационного объекта, характеризуют его продуктивность по нефти.

По коэффициентам продуктивности скважин, полученным в результате их гидродинамических исследований, определяют средний коэффициент продуктивности  $\eta_{ср}$  и средний квадрат коэффициента продуктивности  $(\eta^2)_{ср}$ . С их помощью рассчитывают показатель зональной неоднородности эксплуатационного объекта по продуктивности:

$$V_{\eta}^2 = (\eta^2)_{ср} / (\eta_{ср})^2 - 1.$$

Для представительной группы скважин индивидуально по каждой скважине определяют зависимость коэффициента продуктивности по нефти от снижения забойного давления  $P_c$  относительно давления насыщения  $P_{нас}$ :

$$\eta = \eta_0 e^{-\alpha(P_{нас} - P_c)} \text{ при } P_{нас} > P_c,$$

где  $\eta_0$  – коэффициент продуктивности по нефти при  $P_c \geq P_{нас}$ ;  $\alpha$  – параметр снижения коэффициента продуктивности по нефти.

При наличии двух значений забойного давления меньших давления насыщения ( $P_{нас} > P_{c1} > P_{c2}$ ) параметр снижения коэффициента продуктивности по нефти определяется по формуле

$$\alpha = (P_{c1} - P_{c2})^{-1} \ln(\eta_1 / \eta_2).$$

Скважина должна работать в каждом режиме не менее двух недель до установления постоянного значения коэффициента продуктивности по нефти. При меньшем периоде работы коэффициент продуктивности по нефти не успевает снизиться до новой постоянной величины.

После начала обводнения скважины в последующий период ее эксплуатации вместе с отбором нефти происходит отбор воды, поэтому коэффициенты продуктивности определяют по жидкости – отдельно по нефти ( $\eta$ ) и по воде ( $\eta_w$ ). Затем по значениям коэффициентов продуктивности по нефти  $\eta$ , полученным в начальный (безводный) период, и по нефти  $\eta$  и воде  $\eta_w$ , полученным в последующий водный период, строят индивидуальные для каждой скважины графики зависимости коэффициентов продуктивности от накопленного отбора нефти  $Q_n$  при забойном давлении, равном или превышающем давление насыщения ( $P_c \geq P_{нас}$ ).

График зависимости коэффициента продуктивности по нефти от накопленного отбора нефти должен быть

представлен двумя отрезками прямых линий, расположенными первый – параллельно оси абсцисс, второй – под углом к ней. На графике выделяют накопленный отбор нефти, соответствующий первому прямолинейному отрезку ( $Q_{\text{нн}}$ ), и накопленный отбор нефти, соответствующий пересечению наклонного отрезка с осью абсцисс ( $Q_{\text{нк}}$ ). Отношение  $Q_{\text{нк}}/Q_{\text{нн}}$  является характеристикой неравномерности вытеснения нефти  $z$ : чем больше величина  $z$ , тем больше неравномерность. По соотношению  $z = Q_{\text{нк}}/Q_{\text{нн}}$  определяют стандартный показатель неравномерности вытеснения нефти в добывающую скважину. При  $z \geq 1,3$

$$V^2 = (0,95z - 1,2)/(4,2 - 0,25z).$$

Средний показатель неравномерности  $V^2$  для представительной группы добывающих скважин принимается как средний для всех добывающих скважин эксплуатационного объекта.

По аналогичным графикам для водного периода, когда имеются коэффициенты продуктивности для нефти  $\eta$  и для воды  $\eta_{\text{в}}$ , определяют коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \eta_{\text{в}}/(\eta_0 - \eta).$$

Значение коэффициента  $\mu_0$  по представительной группе добывающих скважин принимается средним для всех добывающих скважин эксплуатационного объекта.

При внутриконтурном заводнении нефтяных пластов по скважинам сначала определяют коэффициент продуктивности по нефти  $\eta$ , когда скважины работают в режиме добычи, а затем – коэффициент приемистости по воде  $\eta_{\text{в}}$ , когда скважины переводятся в режим нагнетания. По соотношению этих коэффициентов, исключая влияние различия плотностей жидкостей, определяют соотношение фазовых проницаемостей для закачиваемой воды и отбираемой нефти:

$$\mu_* = (\eta_{\text{н}}/\eta)(\gamma_{\text{н}}/\gamma_{\text{в}})(1/b),$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  и  $\gamma_{\text{в}}$  – соответственно плотность нефти и воды в поверхностных условиях;  $b$  – объемный коэффициент, характеризующий кратность уменьшения объема пластовой нефти при выделении из нее растворенного газа.

Используя коэффициенты продуктивности (сначала по нефти, а затем по нефти и воде) по добывающим скважинам и коэффициенты приемистости (по воде) по нагнетательным скважинам, определяют важнейшие параметры, необходимые для проектирования дальнейшей разработки эксплуатационного объекта, а именно, для расчета его динамики.

Даже если рассматриваемый эксплуатационный объект является весьма крупным и постепенно, в течение многих лет разбуривается и вводится в действие, а следовательно, имеет многолетнюю практику бурения и реализации других технических мероприятий, добычи нефти и жидкости, то, переходя к удельному дебиту нефти на пробуренную скважину (исключая влияние числа пробуренных скважин и других действующих факторов на увеличение и стабилизацию дебитов нефти по годам) в зависимости от накопленного отбора

нефти по эксплуатационному объекту, его блокам и участкам, можно определить возможные, при условии сохранения применяемой технологии, начальные извлекаемые запасы нефти в целом по эксплуатационному объекту, его блокам и участкам. Для этого на графиках зависимости удельного дебита нефти от накопленного отбора нефти выделяют периоды стабилизации технологии, представляют их отрезками прямых линий, которые экстраполируют до пересечения с осью абсцисс, и устанавливают начальные извлекаемые запасы. Эти же периоды стабилизации технологии выделяют на графике эксплуатационного объекта и затем синхронно – на графиках для блоков и участков.

Аналогичные графики зависимости удельного дебита на пробуренную скважину от накопленного отбора строят для расчетной жидкости в целом для эксплуатационного объекта, его блоков и участков. На этих графиках синхронно с графиком удельного дебита нефти в целом по эксплуатационному объекту также выделяют периоды стабилизации технологии, представляют их отрезками прямых линий, которые экстраполируют до пересечения с осью абсцисс, и получают начальные извлекаемые запасы расчетной жидкости.

Таким образом, по периодам стабилизации по эксплуатационному объекту в целом и отдельно по его блокам и участкам получают пары значений начальных извлекаемых запасов нефти и расчетной жидкости. Эти пары значений позволяют судить о возможности изменения технологии, увеличения начальных извлекаемых запасов расчетной жидкости и, соответственно, нефти, а также проследить изменения технологии по периодам и спроектировать более эффективные технологические методы для внедрения на следующих этапах разработки объекта.

Данный способ получения информации весьма эффективен для крупной нефтяной залежи с многолетней практикой постепенного разбуривания и разработки, так как по причине высокой природной зональной неоднородности пластов по продуктивности и длительности разбуривания многие добывающие скважины безаварийно достигают высокой обводненности, когда разбуривание еще не завершено. Полученная в ходе гидродинамических исследований скважин информация позволит объективно оценить текущее состояние и оптимизировать дальнейшую разработку нефтяной залежи.

Если разработка крупной нефтяной залежи только начинается, то для получения информации о расчетной послойной неоднородности пластов, закономерности вытеснения нефти закачиваемой водой и обводнения добывающих скважин целесообразно провести ускоренный эксперимент на отдельном участке залежи с увеличенной в 8–16 раз плотностью сетки скважин (по сравнению с возможной проектной сеткой) и уменьшенными до 100–200 м расстояниями между скважинами (см. рисунок). Такое сгущение сетки скважин необходимо для того, чтобы результаты эксперимента были получены своевременно и затем использованы при проектировании системы и технологии разработки залежи.

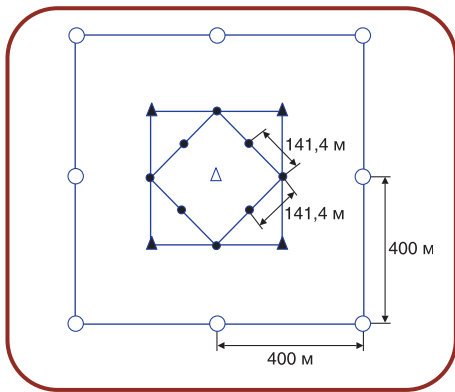


Схема экспериментального участка:

- Δ – добывающие и нагнетательные скважины возможной проектной сетки;
- ▲ – дополнительные добывающие и нагнетательные скважины экспериментального участка

жи. Например, при возможной проектной сетке скважин площадью 400×400 м, или 16 га на скважину, на экспериментальном участке площадь сетки составит 2 га на скважину.

Острейшей проблемой является неточность проектирования разработки нефтяных залежей и месторождений, заключающаяся в отличии фактических дебитов нефти от проектных дебитов. Причинами неточности проектирования в свою очередь являются неточности, допускаемые: 1) при реализации запроектированной системы и технологии разработки; 2) при применении методики проектирования или математической модели разработки; 3) при использовании исходной информации о продуктивности нефтяных пластов.

В первых двух случаях решающую роль играет человеческий фактор. Обычно не сложно достаточно точно придерживаться запроектированной системы и технологии разработки, а в случае возникновения форс-мажорных обстоятельств и невыполнения проектных дебитов нефти их можно скорректировать. Существует и методика проектирования, а также возможно создание математической модели разработки вполне удовлетворительной точности. Достоверность же исходной информации о продуктивности пластов целиком определяется природным фактором, а именно высокой зональной неоднородностью пластов по продуктивности, которая количественно характеризуется:

- ◆ показателем неоднородности  $V_{\eta}^2$ . По многим нефтяным пластам большинства нефтяных месторождений  $V_{\eta}^2 = 0,5 \div 1,5$  (в расчетах часто принимается  $V_{\eta}^2 = 1,0$ );

- ◆ шагом хаотической изменчивости  $d$  – линейным размером зоны, по которому моделируются пласты. Чем меньше величина  $d$ , тем больше изменений по направлению фильтрационного потока и тем больше негативное влияние зональной неоднородности на дебиты нефти и нефтеотдачу пла-

тов. По опыту разработки многих нефтяных месторождений  $d = 0,3 \div 0,6$  км и примерно равен расстоянию между соседними скважинами проектной сетки.

Среднее значение коэффициента продуктивности всех проектных скважин, полученное в результате гидродинамических исследований небольшого числа скважин ( $n_{\eta}$ ), по которым определены индивидуальные коэффициенты продуктивности  $\eta$  и средний коэффициент продуктивности  $\eta_{cp}$ , характеризуется относительной среднеквадратичной ошибкой

$$\Delta = (V_{\eta}^2/n_{\eta})^{0,5}[(n_o - n_{\eta})/(n_o + V_{\eta}^2)]^{0,5}.$$

Если гидродинамически исследованы все проектные скважины, т. е.  $n_{\eta} = n_o$ , то  $\Delta \sim 0$ . При небольшом числе исследованных скважин, например,  $n_{\eta} = 10$ , и общем числе проектных скважин  $n_o = 1000$ , ошибка достаточно велика:

$$\Delta = (1/10)^{0,5}[(1000-10)/(1000+1)]^{0,5} = 0,31623 \cdot 0,99449 = 0,31449.$$

При этом возможная максимальная ошибка в 3 раза больше и равна 0,94346.

Добыча нефти – производственный процесс, который стыкуется с другими производственными процессами и от которого требуется определенная надежность, например, 90 %-ная, когда в 90 случаях из 100 возможная фактическая добыча нефти превысит проектную, и только в 10 случаях она будет несколько меньше проектной. Для обеспечения 90 %-ной надежности проектной добычи резервируют часть расчетной добычи. Объем проектной добычи вычисляют путем умножения расчетной добычи на понижающий коэффициент  $\xi = 1 - 1,3\Delta$ . Результаты расчета относительной среднеквадратичной ошибки  $\Delta$  и понижающего коэффициента 90 %-ной надежности  $\xi$  для небольших нефтяных залежей с общим числом скважин по проектной сетке  $n_o$  от 9 до 100 и числом гидродинамически исследованных скважин  $n_{\eta}$  от 4 до 49 приведены в таблице.

Если принять, что понижающий коэффициент 90 %-ной надежности не может быть меньше 0,5 ( $\xi \geq 0,5$ ), то относительная среднеквадратичная ошибка не может быть больше 0,3845 ( $\Delta \leq 0,3845$ ), и число гидродинамиче-

Значения относительной среднеквадратичной ошибки  $\Delta$  (в числителе) и коэффициента 90 %-ной надежности  $\xi$  (в знаменателе)

Общее число проектных скважин $n_o$	Число исследованных скважин $n_{\eta}$					
	4	9	16	25	36	49
9	$\frac{0,3536}{0,5404}$	$\frac{0}{1}$	×	×	×	×
16	$\frac{0,4201}{0,4539}$	$\frac{0,2139}{0,7219}$	$\frac{0}{1}$	×	×	×
25	$\frac{0,4493}{0,4158}$	$\frac{0,2615}{0,6601}$	$\frac{0,1471}{0,8088}$	$\frac{0}{1}$	×	×
36	$\frac{0,4650}{0,3955}$	$\frac{0,2847}{0,6298}$	$\frac{0,1838}{0,7611}$	$\frac{0,1090}{0,8582}$	$\frac{0}{1}$	×
49	$\frac{0,4743}{0,3834}$	$\frac{0,2981}{0,6124}$	$\frac{0,2031}{0,7360}$	$\frac{0,1386}{0,8199}$	$\frac{0,0850}{0,8895}$	$\frac{0}{1}$
64	$\frac{0,4804}{0,3765}$	$\frac{0,3066}{0,6014}$	$\frac{0,2148}{0,7207}$	$\frac{0,1549}{0,7986}$	$\frac{0,1094}{0,8578}$	$\frac{0,0686}{0,9108}$
81	$\frac{0,4845}{0,3701}$	$\frac{0,3123}{0,5939}$	$\frac{0,2226}{0,7106}$	$\frac{0,1653}{0,7851}$	$\frac{0,1235}{0,8385}$	$\frac{0,0882}{0,8840}$
100	$\frac{0,4875}{0,3663}$	$\frac{0,3164}{0,5887}$	$\frac{0,2280}{0,7036}$	$\frac{0,1723}{0,7760}$	$\frac{0,1327}{0,8275}$	$\frac{0,1015}{0,8680}$

ски исследованных скважин  $n_{и*}$  не может быть меньше следующих значений в зависимости от общего числа скважин:

$n_o$ .....	10	...	30	...	100	...	300	...	1000
$n_{и*}$ .....	4	...	5	...	6	...	7	...	7

При увеличении числа гидродинамически исследованных скважин  $n_{и}$  уменьшается относительная среднеквадратичная ошибка  $\Delta$  и увеличивается понижающий коэффициент  $\xi$ . Например, если по проектной сетке  $n_o = 100$  (см. таблицу), а  $n_{и} = 9$ , то понижающий коэффициент  $\xi = 0,5887 = 1/1,69865 \approx 1/1,7$ , т. е. для обеспечения 90%-ной надежности расчетный дебит нефти снижен в 1,7 раза! Если же число гидродинамически исследованных скважин увеличить до 16, то  $\xi = 0,7036 = 1/1,42126 \approx 1/1,4$ . Таким образом, при увеличении числа гидродинамически исследованных скважин с 9 до 16 проектный дебит нефти возрастает почти в 1,2 раза ( $0,7036/0,5887 = 1,1952$ ). Если при 9 гидродинамически исследованных скважинах проектный дебит нефти равен 500 тыс. т/год, то при 16 скважинах проектный дебит составит  $500 \cdot 1,2 = 600$  тыс. т/год. Прирост дебита в 100 тыс. т/год при рыночной цене нефти для недропользователя (после вычета налогов) 100 долл/т (условно) позволяет получить дополнительный экономический эффект 10 млн долл/год, или (по курсу) 260 млн руб/год. Причем такой экономический эффект достигается без бурения 20 дополнительных скважин, на которые потребовалось бы порядка 600 млн руб. дополнительных капитальных затрат. Отсюда следует практический вывод: при разбуривании нефтяной залежи необходимо без промедления проводить гидродинамические исследования скважин.

В рассмотренном примере при 49 гидродинамически исследованных скважинах и понижающем коэффициенте  $\xi = 0,8680$  (см. таблицу), и проектный дебит нефти возрастет в 1,4744 раза ( $0,8680/0,5887$ ) с 0,5 до 0,737 млн т/год, или на 0,237 млн т/год, что даст дополнительный годовой экономический эффект 23,7 млн долл/год, или 616,2 млн руб/год.

Чтобы официально увеличить проектную добычу с 0,5 до 0,723 млн т/год, необходимо подготовить дополнительную записку к действующему проекту разработки нефтяного месторождения и защитить ее на заседании нефтяной секции ЦКР Роснедра. Хорошо, если все мероприятия, предусмотренные действующим проектом, выполнялись в срок, и только природная продуктивность нефтяных пластов оказалась значительно выше принятой в проекте!

Помимо обоснованного уменьшения резервирования продуктивности нефтяных пластов и официального утверждения более высокого проектного дебита нефти необходимо обеспечить выполнение проектного дебита нефти. Для этого по всем работающим скважинам долж-

ны вестись постоянный контроль удовлетворительной точности дебитов нефти и воды и регулярные гидродинамические исследования скважин с определением их забойных и пластовых давлений и коэффициентов продуктивности по нефти и воде.

Удовлетворительный контроль и регулярные гидродинамические исследования позволят осуществлять подбор глубинных насосов и режимов их работы индивидуально для каждой скважины. При несоответствии насосов и их параметров наблюдается хаотический разброс значений забойного давления по скважинам. Например, при пластовом давлении  $P_{пл} = 200$  ат, давлении насыщения  $P_{нас} = 100$  ат и проектном забойном давлении на уровне давления насыщения  $P_c = P_{нас} = 100$  ат фактические значения забойного давления почти равномерно распределены в интервале от минимального значения  $P_c^{мин} = 20$  ат до максимального  $P_c^{макс} = 180$  ат.

Для рассматриваемой нефтяной залежи средний коэффициент продуктивности скважины по нефти  $\eta_o = 0,5$  т/(сут·ат). При неукоснительном соблюдении условий проекта средний дебит добывающей скважины может составить:

$$q_{ср} = \eta_o(P_{пл} - P_c) = 0,5(200 - 100) = 50 \text{ т/(сут·ат)}.$$

При забойном давлении выше и ниже давления насыщения  $P_c < P_{нас} = 100$  ат средний дебит нефти добывающей скважины с учетом параметра снижения продуктивности по нефти  $\alpha = 0,03 \text{ ат}^{-1}$  составит:

$$\begin{aligned} q_{ср} &= \eta_o / (P_c^{макс} - P_c^{мин}) \{ (P_c^{макс} - P_{нас}) [P_{пл} - 0,5(P_c^{макс} + P_{нас})] + \\ &+ 1/\alpha [P_{пл} - P_{нас} + 1/\alpha - (P_{пл} - P_c^{мин} + 1/\alpha)e^{-\alpha(P_{нас} - P_c^{мин})}] \} = \\ &= 0,5 / (180 - 20) \{ (180 - 100)[200 - 0,5(180 + 100) + \\ &+ 1/0,03[200 - 100 + 1/0,03 - (200 - 20 + 1/0,03)e^{-0,03(100 - 20)}] \} = \\ &= 15 + 11,873 = 26,873 \text{ т/сут}. \end{aligned}$$

Таким образом, из-за отсутствия гидродинамических исследований скважин и хаотического разброса значений забойного давления снижение среднего дебита нефти относительно проектного составит:

$$50:26,873 = 0,53746 = 1/0,53746 = 1,86061, \text{ или } 1,86 \text{ раза.}$$

При  $\alpha = 0,02 \text{ ат}^{-1}$  средний дебит нефти  $q_{ср} = 15 + 16,1818 = 31,1818 \text{ т/сут}$ , снижение дебита –  $50:31,1818 = 0,62364 = 1/1,6035$ , или 1,6 раза.

### Общие выводы

1. Постоянный качественный контроль работы и регулярные гидродинамические исследования скважин позволяют в 1,5–2 раза увеличить проектный дебит нефти.

2. В процессе разработки нефтяных залежей постоянный контроль и регулярные гидродинамические исследования скважин позволяют избежать снижения текущего дебита нефти в 1,4–1,8 раза.

**Итоговый вывод:** контроль и гидродинамические исследования скважин позволяют получить внушительные технологические и экономические эффекты.