УДК 622.276

© В. Д. Лысенко, С. А. Филиппов, 2008

О ВОЗМОЖНЫХ РЕЗЕРВАХ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

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

С. А. Филиппов,
директор НП НАЭН,
проф., д-р техн. наук

Эффективность управления разработкой на многих действующих нефтяных месторождениях является крайне низкой и нередко составляет всего 0,5 (50 %). Это прежде всего связано с тем, что в настоящее время на большинстве разрабатываемых месторождений доля гидродинамически исследованных скважин с определением их продуктивности, в соответствии с существующим нормативом, не превышает 10 %.

При проектировании разработки нефтяных месторождений проектную добычу нефти определяют неточно даже в случае самой высокой квалификации проектировщиков и самой хорошей их работе. И в этом нет ничьей вины – в этом виновата природа: нефтяные пласты обычно обладают очень высокой природной зональной неоднородностью по продуктивности. Люди, не изучавшие природную неоднородность нефтяных пластов, обычно не верят в такую высокую неоднородность.

Нефтяные скважины трудно бурить и трудно гидродинамически исследовать. Гидродинамические исследования не дают прямым образом дополнительную добычу нефти. Поэтому узкие специалисты, не представляющие в целом большую и сложную проблему рациональной разработки нефтяных месторождений, предложили сильно уменьшить охват скважин гидродинамическими исследованиями, в частности, по давно разрабатываемым месторождениям – до 10 % (см. [1], таблицы 1 и 4). На многих разрабатываемых нефтяных месторождениях давно существовало и существует поныне такое фактическое положение. Но где это сказывается негативно? Получается, что по многим или почти по всем добывающим скважинам нет достоверной информации об их продуктивности, а значит, невозможно обоснованно задать производительность глубинным насосам, спущенным в эти скважины; т. е. эта производительность задается наугад. Нетрудно выполнить математические расчеты и определить, что если фактические забойные давления добывающих скважин оказываются равномерно распределенными между рациональным забойным давлением и пластовым давлением, то депрессия на нефтяные пласты (депрессия – разность пластового и фактического забойных давлений) оказывается уменьшенной в 2 раза. Представьте себе: при одних и тех же запасах нефти, при одном и том же числе скважин, при одних и тех же колоссальных капитальных затратах (на одну скважину расходуется 30–50 и более миллионов рублей, на тысячу скважин – 30–50 и более миллиардов рублей) из-за отказа от гидродинамических исследований скважин в 2 раза уменьшается депрессия на нефтяные пласты и соответственно в 2 раза сокращается фактическая текущая добыча нефти. Например, по месторождению текущая добыча нефти вместо 4 млн т в год составляет 2 млн т. При цене 1 т нефти более 15 тыс. руб. потеря составляет более 30 млрд руб. А затраты на гидродинамические исследования 1000 скважин меньше в 100 с лишним раз.

В рассмотренной ситуации наблюдалось уменьшение депрессии, забойное давление не снижалось ниже давления насыщения. Но возможен другой, более высокий уровень бесконтрольности, когда по незнанию производительность глубинного насоса завышается. В этом случае происходит значительное снижение коэффициентов продуктивности по нефти без снижения коэффициентов продуктивности по воде и, без увеличения нефтеотдачи пластов, катастрофически увеличивается текущая обводненность.

По большинству нефтяных залежей снижение забойного давления добывающих скважин ниже давления насыщения осуществляется искусственно (принудительно) путем завышения производительности глубинных насосов.

Однако уже известно более 10 залежей (все они относятся к нефтяным залежам с высоким начальным газосо-

держанием нефти, доля которых невелика, по-видимому, около 10 %, но число достаточно велико), где снижение забойного давления значительно ниже давления насыщения происходит естественно самопроизвольно, как только прекращают искусственно, с помощью штуцера, поддерживать высокое давление на устье скважины, тем самым удерживая забойное давление на уровне давления насыщения. По таким нефтяным залежам хаотическое снижение забойного давления добывающих скважин ниже давления насыщения приводит к снижению текущей добычи нефти в 2–5–10 раз и снижению нефтеотдачи в 1,5–2–4 раза.

Главной причиной катастрофического срыва запроектированной нефтеотдачи пластов является отсутствие специальных гидродинамических исследований при работе скважин на нескольких стационарных режимах при забойных давлениях выше и ниже давления насыщения. Совершенно необходимо тем, кто занят разработкой конкретных нефтяных залежей, установить конкретные для этих залежей закономерности снижения и катастрофического снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

По многим нефтяным залежам наблюдавшаяся закономерность снижения коэффициента продуктивности по нефти η при снижении забойного давления $P_с$ ниже давления насыщения $P_{нас}$ имеет следующий вид:

$\eta = \eta_0 e^{-\alpha(P_{нас} - P_с)}$ при $P_с < P_{нас}$,

$\eta = \eta_0$ при $P_с \geq P_{нас}$.

Очень важно бывает определить α – показатель снижения коэффициента продуктивности по нефти:

$$\alpha = \frac{1}{P_с' - P_с''} \ln \frac{\eta'}{\eta''},$$

где η' и η'' – коэффициенты продуктивности по нефти соответственно при забойных давлениях $P_с'$ и $P_с''$, причем $P_{нас} > P_с' > P_с''$.

По девонскому горизонту известного Ромашкинского месторождения α = 0,007 ат$^{-1}$; по Узеньскому месторождению в Казахстане α = 0,035 ат$^{-1}$; по Талинскому месторождению в Западной Сибири α = 0,030 ат$^{-1}$.

Если показатель α = 0,030 ат$^{-1}$, давление насыщения $P_{нас}$ =170 ат, а минимальное забойное давление фонтанирования безводной нефтью $P_с^{фон}$ = 40 ат, то коэффициент продуктивности по нефти при снижении забойного давления до минимального давления фонтанирования снизится в

$\nu = \eta_0/\eta = e^{+\alpha(P_{нас} - P_с^{фон})} = e^{+0,03(170 - 40)} = 49,40 \cong 50$ раз.

При этом депрессия на нефтяные пласты увеличивается с $(P_{пл} - P_{нас}) = (220 - 170) = 50$ ат до $(P_{пл} - P_с^{фон}) = (220 - 40) = 180$ ат, т. е. в 180/50 = 3,6 раза.

При забойном давлении выше давления насыщения при коэффициенте продуктивности по нефти η_0 = = 1 т/(сут·ат) дебит скважины при депрессии 50 ат q = $= \eta_0(P_{пл} - P_{нас}) = 1 \cdot 50 = 50$ т/сут. При увеличении депрессии с 50 до 180 ат дебит нефти становится равным $q = \frac{\eta_0}{\nu}(P_{пл} - P_с^{фон}) = \frac{1}{50}(220 - 40) = 3,6$ т/сут, т. е. дебит нефти не увеличивается до $q = 1(220 - 40) = 180$ т/сут, а, наоборот, уменьшается до q = 3,6 т/сут.

При ясном понимании произошедшего катастрофического падения можно осуществить обратный ход и вернуть к жизни (возродить к эффективной разработке) целый ряд нефтяных месторождений, в том числе очень крупных, кратно или многократно увеличив текущую добычу нефти и конечную нефтеотдачу.

Надо понять, что для увеличения добычи нефти необходимо вместо привычного увеличения депрессии на нефтяные пласты осуществить **рациональное уменьшение депрессии**. Многие этого пока не понимают и предлагаемую технологию возрождения месторождения называют экстенсивной, продолжая увеличивать депрессию.

К сожалению, обычно восстановление (установление) нового забойного давления происходит быстрее, чем восстановление (установление) нового коэффициента продуктивности по нефти. При снижении забойного давления ниже давления насыщения происходит запаздывание ухудшения коэффициента продуктивности по нефти, и не сразу становится заметной беда; и обратно, при увеличении забойного давления не сразу видят улучшение коэффициентов продуктивности по нефти. Но запаздывание ухудшения измеряется в неделях, составляя одну-две-три недели.

Снова обратимся к высокой природной зональной неоднородности пластов по продуктивности. В качестве универсального показателя неоднородности принят квадрат коэффициента вариации V^2. Обычно зональная неоднородность пластов по продуктивности довольно велика и характеризуется изменением квадрата коэффициента вариации от 0,5 до 1,5, в среднем равняясь единице – $V_\eta^2 = 1$.

При первоначальном проектировании разработки нефтяной залежи, когда число разведочных скважин в пределах нефтяной залежи невелико и еще меньше $n_и$ – число гидродинамически исследованных скважин, а n_0 – общее число проектных скважин (по проектной сетке), включая $(n_0 - n_и)$ – число будущих, еще не пробуренных и гидродинамически не исследованных скважин, велико; относительная среднеквадратичная ошибка определения среднего значения коэффициента продуктивности всех проектных скважин по небольшому числу уже существующих и гидродинамически исследованных скважин:

$\Delta = \pm\sqrt{V_\eta^2 / n_и} = \pm 1/\sqrt{n_и}$;

относительная среднеквадратичная ошибка определения коэффициента продуктивности по каждой отдельной, еще не пробуренной и гидродинамически не исследованной скважине:

$\Delta = \pm 1$, или ± 100 %;

фактическая ошибка может находиться в пределах от –100 до +500 %.

Если для проектирования разработки нефтяной залежи было гидродинамически исследовано $n_и$ = 25 скважин, а общее число проектных скважин будет n_0 = 1000, то средняя ошибка среднего коэффициента всех проектных скважин

НЕФТЬ и ГАЗ арктического шельфа

IV Международная научно-практическая конференция

12-14 ноября 2008
Мурманск

шельф Арктики: СТРАТЕГИЯ БУДУЩЕГО

ТЕМАТИКА

- оценка и анализ современного этапа освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа
- совершенствование законодательного и нормативного обеспечения
- прозрачность программы проведения лицензионных раундов
- совершенствование инвестиционной политики в области геологоразведки и инноваций
- развитие межотраслевых программ приоритетных направлений НИОКР
- развитие новых технологий и методов поисково-разведочных работ
- освоение нетрадиционных геолого-промышленных провинций
- геоинформационные системы и методологии создания баз данных при освоении шельфа
- совершенствование инженерной, транспортной и социальной инфраструктуры
- оценка геодинамических рисков и обеспечение геодинамической безопасности
- геодинамический мониторинг освоения нефтегазовых месторождений
- подготовка высококлассных специалистов
- результаты и перспективы экологического мониторинга

Конференция проводится под патронажем губернатора Мурманской области, при поддержке Министерства природных ресурсов РФ и Министерства промышленности и энергетики РФ

ОРГАНИЗАТОР

Ассоциация морских геологоразведочных организаций АрктикШельф, объединяющая предприятия нефтегазового комплекса Мурманской области и Санкт-Петербурга:

ОАО «Арктические морские инженерно-геологические экспедиции»
ОАО «Морская Арктическая Геологоразведочная Экспедиция»
ФГУП «Арктикморнефтегазразведка»
ОАО «Севморнефтегеофизика»
ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»
ФГУНПП «Севморгео»

ОРГКОМИТЕТ

тел./факс: (8152) 55 22 70, (8152) 55 20 05
моб.: +7 921 272 32 07
e-mail: arcticshelf@amngr.ru | web: www.arcticshelf.ru

$\Delta = \pm 1/\sqrt{n_и} = \pm 0{,}2$, или ±20 %,

возможная ошибка будет находиться в пределах $\pm 3\Delta = \pm 3 \cdot 0{,}2 = \pm 0{,}6$, или 60 %.

Для 90 %-ной надежности проектной добычи нефти, когда в 90 случаях из 100 проектная добыча нефти не будет завышенной (**не будет больше фактически возможной**), вводится понижающий коэффициент

$\xi = 1 - 1{,}3\Delta$;

в конкретном случае

$\xi = 1 - 1{,}3\Delta = 1 - 1{,}3 \cdot 0{,}2 = 0{,}74 = 1/1{,}35$,

т. е. расчетная добыча нефти понижается в 1,35 раза и принимается в качестве проектной. Теперь только в 10 случаях из 100, несмотря на выполнение всех запроектированных мероприятий, фактически возможная добыча нефти будет ниже проектной; а в остальных 90 случаях фактически возможная добыча нефти будет больше проектной. Возможная ошибка будет находиться в пределах от –(60 – 26) = –34 % до +(60 + 26) = ±86 %. Принятое резервирование части проектной добычи нефти уменьшает отрицательную ошибку и увеличивает положительную. Это надо помнить, чтобы по пробуренным и гидродинамически исследованным скважинам учесть природную возможность увеличить проектную добычу нефти в среднем в 1,35 раза. Это – природный дар, позволяющий почти без дополнительных экономических затрат значительно увеличить добычу. В нашей стране основную выгоду от добычи нефти получает государство (более 80 % от реализации на мировом рынке); и не следует государственным контролирующим ведомствам преследовать недропользователей за увеличение добычи нефти выше проектного уровня, тем самым значительно уменьшая экономический эффект для государства. Преследовать надо за варварскую неграмотную разработку нефтяных залежей, когда хотят увеличить добычу нефти, но действуют неграмотно, по-варварски, и вместо увеличения получают уменьшение добычи нефти. Контролировать надо объемы и качество гидродинамических исследований скважин и использование полученной информации при оптимизации режимов работы скважин.

Вернемся к числу гидродинамически исследованных скважин. Если бы на момент проектирования разработки нефтяной залежи было исследовано не 25, а только 16 или даже 9 скважин, то понижающий коэффициент для обеспечения 90 %-ной надежности проектной добычи нефти составил бы

$\xi = 1 - 1{,}3(1/\sqrt{16}) = 1 - 1{,}3 \cdot 0{,}25 = 0{,}675 = 1/1{,}48$,

$\xi = 1 - 1{,}3(1/\sqrt{9}) = 1 - 1{,}3 \cdot 0{,}333 = 0{,}567 = 1/1{,}76$.

Увеличение числа гидродинамически исследованных скважин с $n_и = 9$ до $n_и = 16$ увеличивает проектную добычу нефти в $1{,}76/1{,}48 = 1{,}19$ раза и с $n_и = 16$ до $n_и = 25$ – в $1{,}48/1{,}35 = 1{,}10$ раза.

При физически возможной годовой добыче нефти в 4 млн т/год при 9 гидродинамически исследованных скважинах проектная добыча нефти равна 2,27 млн т/год, или меньше на 1,73 млнт/год; при 16 исследованных скважинах – 2,70 млн т/год, или меньше на 1,30 млн т/год; при 25 исследованных скважинах – 2,96 млн т/год, или меньше на 1,04 млн т/год.

Через год–два после начала разработки нефтяной залежи после бурения и гидродинамического исследования 100 скважин относительная среднеквадратичная ошибка определения среднего коэффициента продуктивности уменьшится до

$\Delta = \pm(1/\sqrt{100}) = \pm 0{,}1$, или 10 %;

понижающий коэффициент, обеспечивающий 90 %-ную надежность проектной добычи нефти, станет равным

$\xi = 1 - 1{,}3 \cdot 0{,}1 = 0{,}87 = 1/1{,}15$.

Тогда возникает потребность в увеличении проектной добычи нефти:

при $n_и = 9 \rightarrow n_и = 100$ в $1{,}76/1{,}15 = 1{,}53$ раза,

при $n_и = 16 \rightarrow n_и = 100$ в $1{,}48/1{,}15 = 1{,}29$ раза,

при $n_и = 25 \rightarrow n_и = 100$ в $1{,}35/1{,}15 = 1{,}17$ раза.

Среднее различие двух соседних скважин по значению коэффициента продуктивности $M = \frac{\eta_>}{\eta_<}$ (при нынешних довольно редких сетках скважин) зависит от зональной неоднородности пластов по продуктивности V_η^2 следующим образом:

$$M_{ср} = 1 + \frac{2}{\sqrt{\frac{V_\eta^2 + 2}{V_\eta^2}} - 1}.$$

Результаты расчетов по этой формуле приведены ниже.

V_η^2	0,5	0,667	0,834	1,0	1,167	1,333	1,5
$M_{ср}$	2,62	3,00	3,37	3,73	4,09	4,44	4,79

Как видно из приведенной таблицы, среднее различие коэффициентов продуктивности у двух соседних скважин при зональной неоднородности V_η^2 составляет $M_{ср} = 3{,}73$. Разброс значений коэффициентов продуктивности по скважинам хаотический, и различие значений может быть как меньше, так и значительно больше (до 10 и более). Поэтому при проектировании разработки нефтяной залежи необходима представительная группа гидродинамически исследованных скважин. Но при осуществлении запроектированной разработки нефтяной залежи представительной группы гидродинамически исследованных скважин явно недостаточно. Гидродинамические исследования должны регулярно проводиться не менее одного раза в год по всем работающим скважинам. Это необходимо, чтобы правильно задать режим их работы, чтобы существенно или значительно увеличить их дебит нефти.

Успех разработки нефтяной залежи обеспечивают четыре главные компоненты. Первая – наличие достаточных запасов нефти. Вторая – наличие современной мощной техники для бурения и эксплуатации скважин. Третья – эффективная технология извлечения запасов нефти. И четвертая, на которую пока обращают явно недостаточно внимания, – управляемость разработкой нефтяной залежи – эффективность управления очень сложным процессом разработки нефтяной залежи с при-

менением огромного числа скважин, каждая из которых индивидуальна; с осуществлением по каждой скважине постоянного контроля удовлетворительной точности, регулярного, не реже одного раза в год, проведения гидродинамических исследований и на основе достоверной информации – оптимизации режима работы.

Отсутствие четвертой компоненты приводит к снижению добычи нефти в 1,5–2 раза, а в отдельных случаях в 4 раза и более; резко уменьшаются текущая добыча нефти и полнота извлечения запасов нефти из недр. Поэтому необходимо, до разведки новых огромных запасов нефти, до осуществления огромных капитальных затрат в бурение и эксплуатацию новых скважин, до радикального усовершенствования технологии извлечения запасов нефти, радикально повысить управляемость разработкой нефтяных месторождений и значительно увеличить добычу нефти в целом по стране.

About significant potential for oil output enhancement

V. D. Lysenko, S. A. Filippov

The article analyzes the effect of zonal discontinuity of petroleum reservoirs on the results of oilfield development planning. The importance is emphasized of well flow tests for the enhancement of oil output.

Список литературы

1. *Национальный* стандарт РФ (проект). Поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа. Правила гидродинамических исследований скважин и пластов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2007. – № 2.
2. *Лысенко В. Д.* Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996.
3. *Лысенко В. Д.* Об эффективности гидродинамических исследований скважин // Недропользование-XXI век. – 2007. – № 4. – С. 60–63.
4. *Лысенко В. Д.* Управляемость разработкой нефтяных месторождений // Недропользование-XXI век. – 2007. – № 6. – С. 63–64.