

6

РЕЗЕРВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

●

6.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Еще в ранних работах А.Н. Адонина [122 и др.] была предложена классификация добывающих скважин по дебитам в виде трех групп: много-, средне- и малодебитные. К многодебитным по этой классификации относятся скважины, для которых необходимо применять наиболее мощное серийно выпускаемое насосное оборудование. Границу между много- и среднедебитными скважинами предлагалось [3] определять по формуле

$$Q = 4 \cdot 10^4 / i, \quad (6.1)$$

где Q – граничное значение дебитов много- и среднедебитных скважин, м³/сут; H – высота подъема жидкости, м.

По рекомендации А.Н. Адонина с учетом уменьшения возможной производительности штанговых глубинных насосов с ростом высоты подъема жидкости все скважины с дебитом более 100 м³/сут относятся к многодебитным независимо от высоты подъема жидкости.

В группу малодебитных условно относятся скважины: с дебитом до 5 м³/сут при высоте подъема жидкости до 1400 м; с дебитом до 3 м³/сут при высоте подъема жидкости более 1400 м [3]. Основанием к выделению малодебитных скважин в особую группу явилась необходимость применения в таких скважинах специального малопроизводительного и облегченного оборудования, работающего по подобранному к каждой скважине режиму.

Очевидно, что скважины, не попадающие в группу много- и малодебитных, должны быть отнесены к среднедебитным.

В категорию малодебитных скважин с дебитом жидкости до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ можно отнести значительную долю глубинно-насосного фонда на месторождениях России. Даже на залежах, приуроченных к высокопродуктивным коллекторам, примерно 20–30 % фонда добывающих скважин относится к малодебитным.

Задача поддержания оптимальных условий добычи нефти требует повышенного внимания к этой категории скважин. Дело в том, что большинство из них работает на непрерывном режиме, а часть фонда переводится на периодическую откачку, но нередко с режимом работы, не соответствующим рациональному.

Фонд малодебитных скважин требует для бесперебойного функционирования заделывания на него значительной доли людских и материальных ресурсов, которыми располагает нефтегазодобывающее предприятие. В связи с этим и с учетом особенностей деятельности предприятий в рыночных условиях необходимо постоянно совершенствовать методику выбора способов подъема скважинной продукции на дневную поверхность, режима работы установленного насосного оборудования, а также улучшать информационное обеспечение, необходимое для выбора и поддержания оптимальных условий эксплуатации малодебитных скважин.

На месторождениях ОАО "Оренбургнефть" фонд добывающих скважин характеризуется изменением дебитов в широких пределах: их дебиты жидкости и нефти колеблются от нескольких сот литров до десятков и сотен кубических метров в сутки. Это объясняется изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов объектов разработки.

Предметом особой заботы являются малодебитные скважины, доля которых составляет более 20 % общего фонда.

Характеристика состояния малодебитных скважин и распределение их по НГДУ приводятся в табл. 6.1, 6.2.

Таблица 6.2
Распределение МДС по ОАО "Оренбургнефть"

Нефтедобывающее предприятие	Общее количество скважин	Распределение МДС, % общего фонда				
		по дебиту, т/сут			по обводненности	
		0–1	1–2	2–5	0–60	60–90
НГДУ "Бугурусланнефть"	187	5	20	75	96	4
НГДУ "Бузулукнефть"	125	19	19	62	83	17
НГДУ "Сорочинскнефть"	110	16	53	31	78	22
Итого по ОАО "Оренбургнефть"	422	13	31	56	86	14

Эксплуатация имеющегося в распоряжении предприятий объединения насосного оборудования в малодебитных скважинах характеризуется низкой производительностью. Насосы работают с малым коэффициентом подачи из-за низкого динамического уровня жидкости в скважинах, попадания большого количества газа в цилиндры насосов, а также из-за малого наполнения их откачиваемой жидкостью. Как следствие, ШСНУ быстро выходят из строя из-за преждевременного износа и разрушения оборудования.

Как видно из приведенных данных (см. табл. 6.1), в ОАО "Оренбургнефть" количество малодебитных скважин достигло 422 шт., из них с очень малым коэффициентом подачи ($< 0,2$) – 274, малым коэффициентом подачи (0,21–0,4) – 128, с нормальным коэффициентом подачи (0,41–0,6) – 17, с высоким коэффициентом подачи ($> 0,6$) – 3. Особенно много малодебитных скважин на объектах разработки НГДУ "Бузулукнефть", число которых достигло 187.

Для откачки нефти из малодебитных скважин используются тульские, пермские, ижевские и австрийские насосы, которые спускаются на глубину 1000–1790 м в зависимости от значения

Таблица 6.1
Общая характеристика фонда МДС и их распределение по НГДУ на декабрь 1999 г. [174]

Нефтедобывающее предприятие	Количество малодебитных скважин	Коэффициент подачи ШГН			
		$< 0,2$	0,21–0,4	0,41–0,6	$> 0,6$
НГДУ "Бузулукнефть"	187	117	60	8	2
НГДУ "Бугурусланнефть"	125	74	44	6	1
НГДУ "Сорочинскнефть"	110	83	24	3	–
Итого по ОАО "Оренбургнефть"	422	274	128	17	3

динамического уровня, достигающего 1780 м.

Анализ технико-экономических показателей эксплуатации ШСНУ показал, что уменьшение коэффициента подачи ШГН в малодебитных скважинах от 0,4 до 0,2 и 0,1 приводит к существенному росту удельных затрат на подъем скважинной продукции. Так, например, расход электроэнергии на 1 т добываемой жидкости с уменьшением коэффициента подачи в указанных пределах увеличивается с 90 до 132 и 162 кВт/ч соответственно.

Некоторое возрастание коэффициента подачи ШГН обеспечивается прежде всего путем увеличения длины хода плунжера, затем изменением числа качаний головки балансира и, лишь в последнюю очередь, выбором насоса другого диаметра.

Из-за низкого коэффициента полезного действия установленного на малодебитных скважинах насосного оборудования, увеличения частоты подземных ремонтов в случае непрерывной эксплуатации, простоев скважин в ожидании ремонтов из-за перегруженности ремонтных бригад и ряда других осложнений приходится переводить эту категорию скважин на периодическую эксплуатацию, несмотря на очевидную потерю в добыче нефти.

Количество малодебитных скважин по различным причинам изменяется во времени (рис. 6.1). Так, если в 1993 г. в объединении числилось 435 малодебитных скважин, то в 1996 г. их количество уменьшилось до 315. Наибольшее сокращение количества малодебитных скважин (в 1,9 раза) произошло в НГДУ "Бузулукнефть" и в 1,3 раза уменьшился фонд таких скважин в НГДУ "Сорочинскнефть". В дальнейшем по мере освоения новых малопродуктивных месторождений и перехода ряда объектов на позднюю стадию разработки произошло некоторое увеличение фонда малодебитных скважин – и в 1999 г. составило 422.

Фонд малодебитных скважин во многих нефтедобывающих районах в связи с истощением длительно разрабатываемых месторождений из года в год возрастает. Такая же тенденция роста количества малодебитных скважин прослеживается и в зарубежных нефтедобывающих странах. Так, в США увеличение фонда таких скважин с 1975 г. шло в основном за счет малодебитных механизированных скважин, часть которых ранее эксплуатировать было нерентабельно. Повышение цены на нефть позволило ввести их в рентабельную эксплуатацию при обводненности добываемой продукции до 99 %. Национальная ассоциация по малодебитным скважинам считает, что "тонна нефти, добытая из малодебитных скважин, – это тонна, которая улучшает платежный баланс страны".

Из приведенных материалов видно, что малодебитные скважины представляют значительную часть фонда ОАО "Оренбургнефть". Добыча нефти по ним составляет небольшую долю (3,8 %) общей добычи по объединению. Тем не менее ввиду многочисленности фонда малодебитных скважин решение задач по совершенствованию их эксплуатации с точки зрения затрат и экономики имеет большое значение.

В табл. 6.3 приведены результаты оценки роли малодебитных скважин в формировании среднесуточной добычи нефти по предприятиям ОАО "Оренбургнефть".

Видно, что малодебитные скважины распределяются по интервалам изменения дебитов жидкости крайне неравномерно.

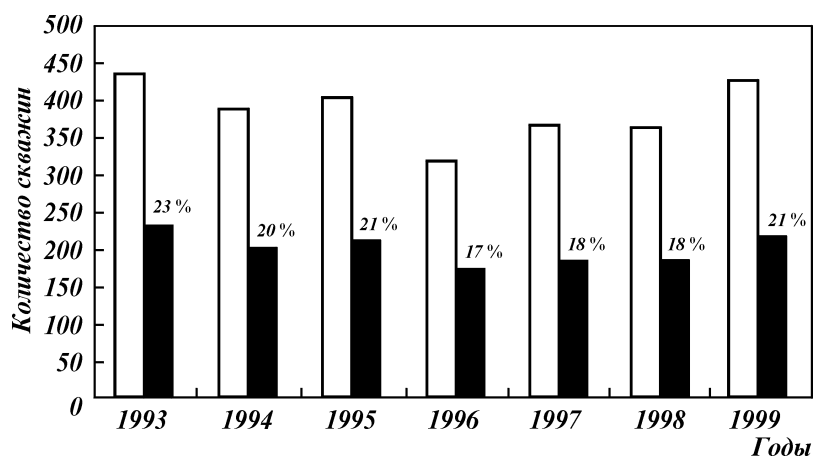


Рис. 6.1. Динамика малодебитных скважин на объектах ОАО "Оренбургнефть"

С дебитом жидкости до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ работали 40 скважин (13 %), обеспечивая суммарную суточную добычу жидкости $11,87 \text{ м}^3$ (1,17 %), а с дебитом жидкости $1\text{--}2 \text{ м}^3/\text{сут}$ 18 скважин (6 %), обеспечивая суммарную суточную добычу жидкости $27,17 \text{ м}^3$ (2,8 %). 256 скважин (81 %) характеризуется изменением среднесуточного дебита жидкости от 2 до 5 м^3 . Таким образом, по 588 (19 %) скважинам с дебитом жидкости до $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ добыча жидкости составила всего $38,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, что соответствует 3,97 % общей суточной добычи жидкости. Этой группе скважин при оперативной работе следует уделять больше внимания.

Структура фонда малодебитных скважин существенно изменяется во времени. За анализируемый период (1993–1999 гг.) доля скважин с дебитами жидкости от 0 до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ уменьшилась в 2,4 раза, в то время как доля скважин с относительно более высокими дебитами (от 2 до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$) увеличилась в 1,45 раза. Указанные изменения произошли в результате проведения различных геолого-технических мероприятий по интенсификации работы малодебитных скважин, в том числе перевода части в категорию бездействующих.

Как видно из представленных материалов, доля нефти, добываемой из малодебитных скважин, в течение последних лет остается практически постоянной, наблюдаются лишь небольшие колебания в отдельные годы.

Причиной структурных изменений в малодебитном фонде скважин являются существенные перемены, связанные с освоением новых объектов разработки и с проводимыми на скважинах мероприятиями.

Следует отметить, что основную добычу нефти из малодебитных скважин, равную 95–96 %, дает группа скважин, дебиты которых изменяются в пределах от 2 до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. На долю первой группы с дебитами от 0 до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и второй группы скважин с дебитами от 1,1 до $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ приходится всего 4–5 % объема добычи нефти из малодебитных скважин.

Одними из причин уменьшения фонда малодебитных действующих скважин являются их отключение из-за экономической нерентабельности эксплуатации и перевод в другие категории.

Таблица 6.3

Сведения о среднесуточной добыче жидкости и нефти в ОАО "Оренбургнефть"

Нефтедобывающее предприятие	Дебит жидкости, м³/сут						Суточная добыча нефти, т	Доля МДС в общей добыче нефти, %
	0–1		1–2		2–5			
	Количество скважин	Суточная добыча нефти, м³/сут	Количество скважин	Суточная добыча нефти, м³/сут	Количество скважин	Суточная добыча нефти, м³/сут		
НГДУ "Бугуруслан-нефть"	1	0,990	3	3,23	88	281,11	188,66	4,97
НГДУ "Бузулукнефть"	3	1,60	1	1,94	85	340,14	250,36	3,11
В том числе:								
Покровское месторождение	3	1,60	1	1,94	15	60,46	46,50	3,20
Бобровское месторождение	–	–	–	–	45	175,66	133,10	5,60
НГДУ "Сорочинск-нефть"	36	9,28	14	22,0	83	293,0	198,66	4,17
В том числе:								
Сорочинско-Никольское месторождение	14	3,24	9	14,4	50	184,50	105,50	3,60
Итого по ОАО "Оренбургнефть"	40	11,28	18	27,17	257	919,28	637,68	3,10

6.2. АНАЛИЗ ПРИЧИН МАЛОДЕБИТНОСТИ СКВАЖИН

Нефтегазоносные пласты – это коллекторы, одновременно насыщенные нефтью, газом и водой при определенных давлениях и температурах.

В результате комплекса процессов, протекающих в длительный геологический период, продуктивный пласт приобретает относительно равновесное состояние. После вскрытия его скважиной возникает призабойная зона пласта, в которой произошли, происходят и будут происходить различные процессы, нарушившие или нарушающие первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние породы. Все указанные процессы возникают с момента вскрытия кровли пласта, а по мере разбуривания породы распространяются в глубь призабойной зоны пласта по нарастающей вскрытой толщине. Радиус ПЗП определить невозможно. Под этим термином понимается некоторый условный средний радиус, ограничивающий зону пласта по простираению по всей его толщине, в которой происходят все процессы и явления, обусловленные вскрытием пласта. Эта зона может иметь самую разнообразную конфигурацию (рис. 6.2).

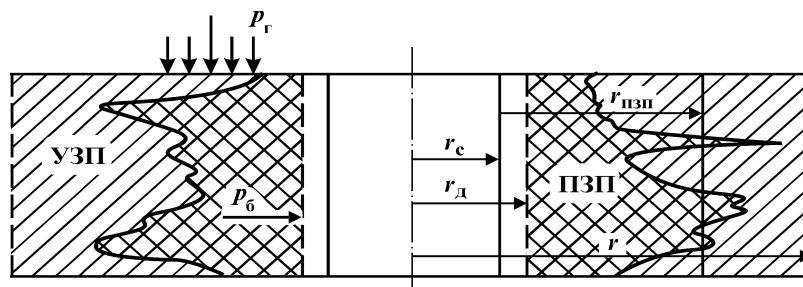


Рис. 6.2. Схема призабойной зоны пласта:

УЗП – удаленная зона пласта; ПЗП – призабойная зона пласта; p_g – горное давление; p_b – равнодействующая горного бокового давления; r_c – радиус скважины; r_d – радиус скважины по долоту; r – радиус до произвольной точки пласта; $r_{пзп}$ – радиус призабойной зоны пласта

Через ПЗП из продуктивного пласта в скважину происходит фильтрация пластового флюида. Если же фильтрационно-емкостные свойства пород ПЗП по сравнению с первоначальным состоянием пласта по каким-либо причинам изменились (ухудшение или улучшение), то и продуктивность его будет иной по сравнению с природным ее значением.

Состояние ПЗП при вскрытии пласта определяется: литологическим составом пород, плотностью упаковки частиц породы; механическими напряжениями в породе; гидродинамическим влиянием трещин; загрязнением пород и физико-химическими процессами, протекающими в коллекторе; фильтрационным движением жидкостей, распределением давления и температуры в пласте [176].

Исследованиям факторов, влияющих на качество первичного и вторичного вскрытия пластов, посвящены труды многих авторов. Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов в различных геолого-физических условиях, систематические исследования влияния различных промысловых жидкостей на проницаемость пористой среды, а также исследования, проведенные в этой области за рубежом, позволяют сделать вполне определенные выводы о причинах и механизме ухудшения продуктивности скважин при первичном вскрытии пласта.

Таким образом, дебит скважины зависит от ряда факторов, связанных с естественной характеристикой пласта-коллектора, таких как коэффициенты пористости и проницаемости, эффективная толщина, вязкость фильтрующихся флюидов и др. При справедливости линейного закона фильтрации Дарси дебит Q скважины, расположенной в центре кругового пласта толщиной h и радиусом контурного питания R_k , при установившейся фильтрации можно рассчитать по формуле [122]

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(\delta_e - \delta_c)}{\ln R_e / r_{\text{пр}}}, \quad (6.2)$$

где k – коэффициент проницаемости породы; h – толщина пласта; p_k и p_c – давление соответственно на контуре питания кругового пласта и забое работающей скважины; $r_{\text{пр}}$ – приведенный радиус скважины.

Комплекс параметров

$$K = 2\pi kh / \mu \ln(R_e / r_{\text{пр}}), \quad (6.3)$$

входящих в формулу (6.2), принято считать коэффициентом продуктивности скважины. Из выражения (6.3) видно, что за единицу измерения коэффициента продуктивности можно принять $\text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па})$. Однако в расчетах по технологии добычи нефти коэффициент продуктивности принято измерять в $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ или $\text{т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, так как дебит скважины удобно выражать в метрах кубических или тоннах.

Приведенный радиус скважины в отличие от геометрического (по долоту) учитывает степень гидродинамического несовершенства скважины и определяется по формуле

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{д}} \bar{a}^{-(N_1 + N_2)}, \quad (6.4)$$

где $r_{\text{д}}$ – радиус скважины по долоту; C_1 – параметр, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия пласта; C_2 – параметр, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по характеру вскрытия.

Постоянное C_1 зависит от относительного вскрытия пласта b/h (рис. 6.3, *a*) и в общем случае определяется как функция b/h и $D_{\text{с}}$, т.е. $C_1 = f(b/h, D_{\text{с}})$.

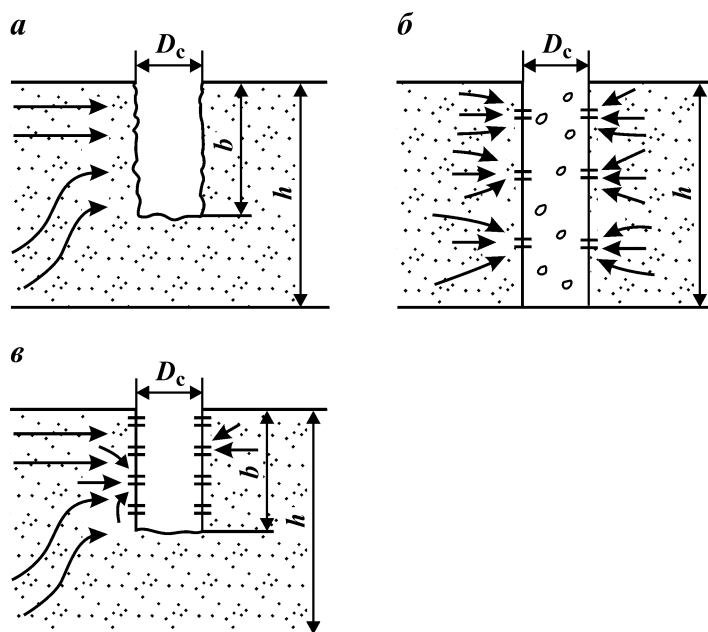


Рис. 6.3. К оценке влияния несовершенства скважины на условия притока жидкости:

a – несовершенство скважины по степени вскрытия пласта; *б* – несовершенство скважины по характеру вскрытия; *в* – несовершенство скважины как по степени вскрытия, так и по характеру вскрытия

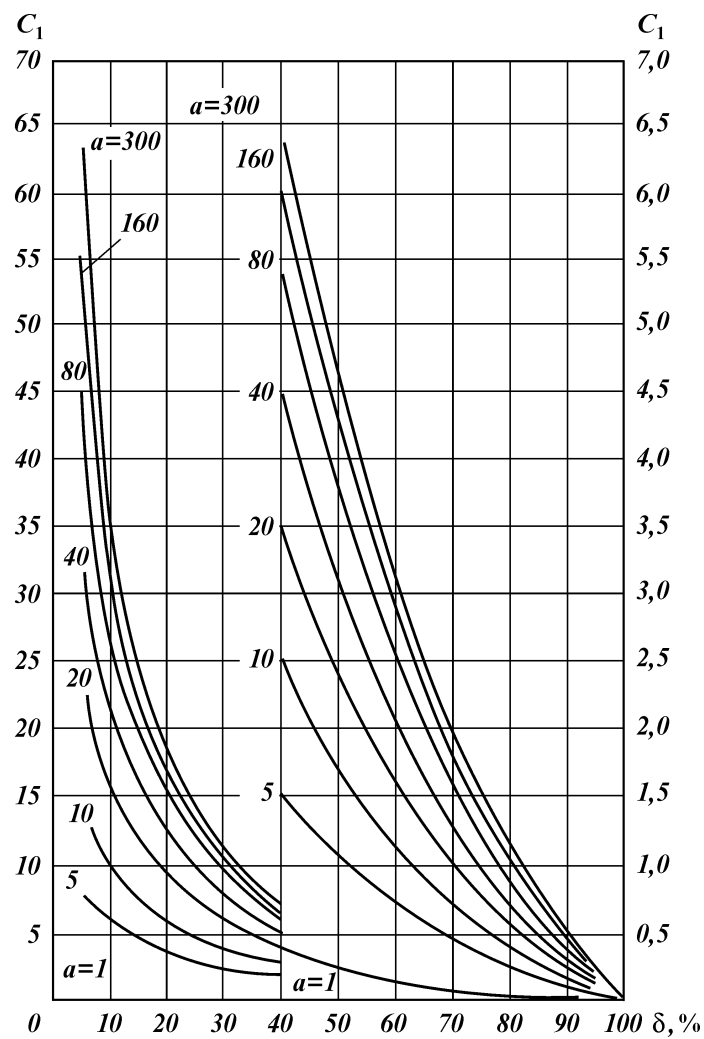


Рис. 6.4. Графики для определения $C_1 = f(h)$:
 $a = h/D_c$; $\tilde{h} = b/h$ (по В.И. Щурову); h – толщина пласта; D_c – диаметр скважины

Постоянное C_2 учитывает дополнительные гидравлические сопротивления, связанные со стягиванием линий тока к перфорационным отверстиям (рис. 6.3, б). Постоянное C_2 зависит от диаметра перфорационных отверстий, глубины

проникновения их в породу и плотности перфорации $n_{\text{п}}$ (в отв/м), представляющей собой число перфорационных отверстий на погонный метр длины фильтра.

При расчетах дебита скважины C_1 и C_2 определяются из графиков В.И. Щурова (рис. 6.4 и 6.5). При этом значения величин, входящих в формулу (6.2), берутся из паспорта

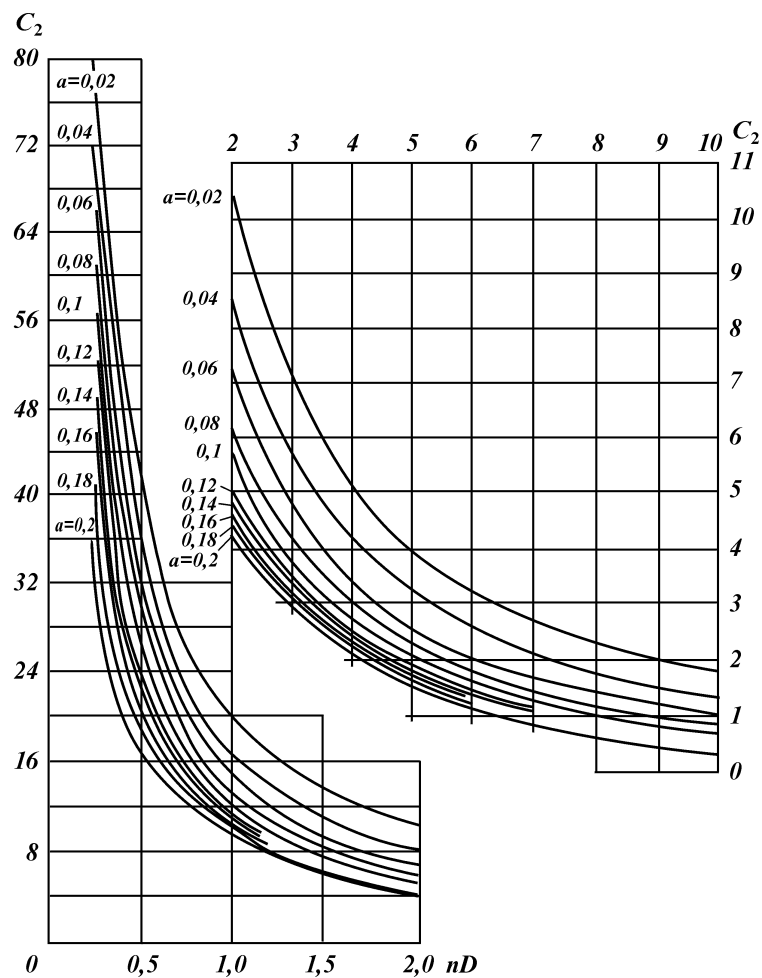


Рис. 6.5. Графики для определения $C_2 = j(D_c n_{\text{п}}, a, l_{\text{п}})$ при $l_{\text{п}} = 0$ (по В.И. Щурову):

$a = d_{\text{п}}/D_c$; $d_{\text{п}}$ – диаметр перфорационных отверстий; $l_{\text{п}}$ – глубина проникновения перфорационных отверстий в породу; $n_{\text{п}}$ – плотность перфорации; D_c – диаметр скважины по долоту

скважины.

Таким образом, формула (6.2) позволяет рассчитать ожидаемый потенциальный дебит скважины, проектируемой к бурению в любой точке пласта при известных значениях k , h и μ . Последние могут быть оценены с определенным приближением по картам распределения коэффициента проницаемости и карте равных толщин продуктивного пласта. Путем наложения указанных карт, построенных в одинаковых масштабах, можно построить карту распределения ожидаемых значений коэффициентов продуктивности пласта, необходимую для оперативного контроля за качеством выполнения технологических операций по первичному вскрытию пласта. К сожалению, такие карты равных потенциальных коэффициентов продуктивности пластов из-за ряда объективных и субъективных причин в настоящее время используются редко. Это в свою очередь затрудняет достоверную оценку причин существенного уменьшения дебитов новых скважин по сравнению с соседними, дренирующими один и тот же продуктивный пласт.

Коэффициент продуктивности реальной скважины определяется путем проведения гидродинамических исследований методом пробных откачек на установившихся режимах, является основным параметром скважины, позволяющим проектировать и поддерживать оптимальный режим ее работы.

При отклонениях процесса фильтрации от линейного закона Дарси данные гидродинамических исследований обрабатываются соответствующими методами и, как правило, определяются константы, входящие в формулу притока флюидов в скважине.

Состояние ПЗП может быть ухудшено при первичном и вторичном вскрытиях пласта, креплении скважины, глушении ее перед многочисленными ремонтами, а также в процессе эксплуатации из-за АСПО в порах породы, неорганических солей, механических примесей и др.

Причины, вызывающие ухудшение проницаемости ПЗП при первичном и вторичном вскрытиях продуктивного пласта, принято делить на четыре группы:

- обуславливающие механическое загрязнение ПЗП;
- физико-литологические, приводящие к разбуханию пластового цемента при контакте с водой;
- физико-химические;
- термохимические.

К причинам, обуславливающим *механическое загрязнение* ПЗП, относятся:

засорение пористой среды ПЗП твердой фазой бурового или промывочного раствора при бурении скважины. Многочисленные исследования показали, что глубина проникновения частиц в песчаниках в зависимости от размеров пор и фильтрационных каналов колеблется в пределах 1–20 мм. В гравелитовых пропластках и крупнозернистых песках твердая фаза глинистого раствора проникает на большие расстояния – до сотни метров [109, 110, 40 и др.];

впрессовывание в пористую среду ПЗП зерен породы, разрушаемой долотом при бурении;

закупорка тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или тампонажным цементом в процессе крепления скважин. Во время перфорации скважин заглинизированный и зацементированный слой песчаников обычно пробивается, поэтому существенного влияния на ухудшение проницаемости ПЗП он не оказывает; в крупнозернистых песках и гравелитовых пропластках проницаемость ПЗП по этой причине может существенно ухудшиться;

загрязнение ПЗП илстыми частицами, содержащимися в воде, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления. Проницаемость ПЗП в этих случаях снижается иногда в 10 раз и более;

проникновение глинистого и особенно тампонажного растворов в трещины, что в несколько раз снижает среднюю проницаемость ПЗП;

обогащение ПЗП коллоидно-дисперсной системой за счет кольматажа и суффозии при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластового флюида в процессе спускоподъемных операций [166];

ухудшение проницаемости призабойной зоны во время эксплуатации скважины вследствие кольматации минеральных частиц, приносимых жидкостью из удаленных зон пласта. При кольматаже илстые частицы, вносимые в пористую среду ПЗП фильтрующейся жидкостью, располагаются так, что становятся обтекаемыми и мало препятствуют фильтрации, в период же инфильтрации жидкости эти частицы оказываются необтекаемыми; они смещаются и закупоривают фильтрационные каналы, в результате чего происходит явление обратного клапана, что, в свою очередь, ухудшает проницаемость пористой среды. Радиус кольматажа в ПЗП зависит от значения и распространения перепада давления, а также от времени и объема извлеченной из ПЗП жидкости.

Физико-литологическая группа причин ухудшает проницаемость ПЗП вследствие действия пресной воды на цемент и скелет породы. Это ухудшение обусловлено:

проникновением в ПЗП фильтрата бурового раствора или воды при первичном вскрытии пласта;

прорывом посторонних пластовых слабоминерализованных вод в продуктивный пласт.

Ухудшение проницаемости ПЗП происходит и по другим причинам, а именно:

при контакте пресной воды с некоторыми минералами может произойти обмен основных радикалов, разложение минералов, перераспределение зерен и перекрытие фильтрационных каналов;

при большом объеме проникшего в ПЗП фильтрата возможны растворение, перенос и переотложение солей, а также их отложение из высокоминерализованного фильтрата;

при разбуривании вышележащих пород в глинистый раствор могут попасть глинистые частицы минералов с высокой степенью разбухания.

В химически обработанном растворе они медленно разбухают. После вдавливания указанных частиц в поры или трещины призабойной зоны пласта происходят полное разбухание и значительное увеличение их размеров, в результате чего они не могут быть вымыты из пор. Таким образом, возникает закупоривание пор, нередко до полного перекрытия фильтрационных каналов. Ухудшение проницаемости ПЗП, степень которой колеблется от 5–10 до сотен процентов, как правило, происходит из-за одновременного действия нескольких причин.

К *физико-химической группе* причин ухудшения проницаемости ПЗП относятся:

проникновение в пористую среду воды, что приводит к увеличению водонасыщенности и созданию "блокирующей" преграды фильтрации нефти и газа за счет разности поверхностных натяжений с пластовыми флюидами;

возникновение капиллярного давления, которое проявляется при проникновении фильтрата в породу. При угле смачивания породы водой $< 90^\circ$ избыточное капиллярное давление противодействует вытеснению ее из пласта, а при угле смачивания $> 90^\circ$ оно способствует ее вытеснению. Отсюда следует, что в пласте, сложенном из гидрофобной породы, капиллярные явления не ухудшают проницаемость, а в пластах же из гидрофильной породы несколько ее ухудшают в ПЗП. При освоении и эксплуатации скважин с депрессией 0,5–1,0

МПА в начальный период эти явления могут в какой-то степени отразиться на времени вызова притока нефти из продуктивных скважин;

закупорка пор каплями нефти в потоке фильтрата (воды) или фильтрата в потоке нефти. Во время освоения скважины при обратном движении жидкости капли нефти попадают в фильтрат промывочной жидкости и воды. Если диаметр таких капель меньше диаметра фильтрационных каналов, то происходят их перекрытие и ухудшение проницаемости. При подходе же контакта нефти эти капли сливаются с ней и, таким образом, проницаемость ПЗП улучшается;

нерастворимые в нефти адсорбционные пленки, образующиеся на границе вода – нефть, которые обладают высокой прочностью и напряжением сдвига. В пористой среде капли, окруженные этими адсорбционными пленками, не могут слиться ни с общим фронтом воды, ни с погребенной водой, находящейся около контактов зерен породы. Эти капли воды, двигаясь в нефти, занимают центральную часть пор, закупоривая их, если диаметр пор не превышает диаметра капли. При подходе фронта нефти во время вытеснения фильтрата промывочного раствора из пористой среды эти капли воды, окруженные пленками асфальтенов, не способны в процессе дальнейшего течения их в пористой среде слиться друг с другом и с общей массой фильтрации или с общей массой нефти. В определенных условиях это может привести к существенному снижению проницаемости пород из ПЗП;

образование эмульсии в гидрофобной среде. На поверхности раздела нефть – вода концентрируются асфальтосмолистые вещества нефти, образуя твердые пленки, присутствие которых исключает возможность слияния капель воды и вызывает закупорку отдельных пор и участков пористой среды. Образование таких пленок на контакте нефть – вода следует ожидать у всех смолистых нефтей, не содержащих значительных количеств нафтеновых кислот. Пленки способны закупоривать отдельные поры и участки пористой среды и значительно затрудняют приток нефти к забою скважины. Образованию эмульсий способствуют соли, растворимые в воде;

образование "бронированной" эмульсии в крупнозернистой среде, в основном в трещинах. Под "бронированной" эмульсией понимается эмульсия, состоящая из глобул с повышенной прочностью поверхностной пленки. Эта прочность создается прилипшими к пленке микроскопическими твердыми частицами, которые на своей поверхности тоже имеют пленку из жидкости с поверхностно-активными веществами. Чем больше этих частиц на

поверхностной пленке глобул эмульсии, тем больше поверхностно-активных веществ удерживается на них и, следовательно, на поверхностной пленке глобул. Это обстоятельство, в свою очередь, увеличивает суммарную массу поверхностно-активных веществ на пленке глобул. Кроме того, частицы, плавающие на пленке, соединяются между собой вследствие сил притяжения, а также электростатических зарядов этих твердых частиц и пологих краевых углов смачивания твердого тела поверхностно-активной жидкостью. Эти физико-химические явления увеличивают толщину поверхностно-активной пленки глобул эмульсии и уменьшают стекание жидкости с них;

вспенивание в пористой среде фильтрата бурового раствора, который, как правило, обрабатывается различными химреагентами. Это явление особенно характерно для ПЗП малодебитных газовых скважин;

ухудшение в нагнетательных скважинах проницаемости в начальный период закачки воды вследствие выпадения солей на скелете породы ПЗП при контакте минерализованной пластовой и закачиваемой вод, происходящее в начальный период ее нагнетания;

адсорбция на скелете породы масляных веществ из бурового раствора, происходящая при вскрытии продуктивного водоносного пласта водозаборной скважиной.

К *группе термохимических* причин, которые приводят к ухудшению проницаемости при изменении термодинамического равновесия в ПЗП, относятся:

отложение парафина на скелете пласта в залежах с низкой пластовой температурой. Процесс этот происходит при охлаждении призабойной зоны во время вскрытия пласта, длительной эксплуатации скважины и при закачке воды в пласт;

проникновение в продуктивный пласт нижних высокотемпературных и сильноминерализованных вод и последующее охлаждение их, способствующее отложению солей и ухудшению проницаемости призабойной зоны.

Степень ухудшения продуктивности скважин в процессе первичного и вторичного вскрытий зависит от множества факторов, таких как:

качество буровых растворов, используемых при вскрытии пласта;

статическая и динамическая репрессии на продуктивный пласт;

число спускоподъемных операций во время разбуривания продуктивного пласта;

скорость или время на спуск одной свечи бурового инструмента и длина колонны буровых труб;

проницаемость пород призабойной зоны пласта;
время контакта бурового раствора с породой ПЗП и др.

Таким образом, существует множество причин, потенциально способных ухудшить фильтрационно-емкостные характеристики при бурении. В связи с этим процесс вскрытия пласта является одним из важнейших элементов, составляющих понятие об оптимальности системы разработки нефтяных месторождений.

К сожалению, в настоящее время часто первичное и вторичное вскрытия пластов осуществляются без достаточного учета геолого-физических и термобарических условий нефтяных и газовых залежей. Это приводит к существенным осложнениям в освоении скважин и требует выполнения дополнительных работ по восстановлению их продуктивности.

Все это в конечном счете повышает прочность пленки, как бы бронируя глобулы и эмульсию в целом от разрушения. Исследования показали, что стабильность эмульсии повышается не только "черными" эмульгаторами нефти (асфальтенами, смолами), но и "бронирующими" твердыми минеральными эмульгаторами (глинистыми частицами). Эмульсия продавливается в крупные поры и трещины призабойной зоны, в результате чего ухудшается фильтрационная характеристика ПЗП;

обогащение бурового раствора пластовыми водами верхних горизонтов. Проникший в микротрещины фильтрат, содержащий щелочную воду, соприкасаясь с глиной, может вызвать диспергирование ее щелочными электролитами. Это может привести к связыванию дисперсной среды в гидратные оболочки значительной толщины и ухудшению проницаемости ПЗП;

гидрофобная коагуляция, обусловленная электролитами, содержащимися в глинистых суспензиях, особенно в естественном промывочном растворе. Щелочные электролиты, натриевые соли, сода и полифосфаты после обменной адсорбции ионов вызывают сильную гидратацию частиц глины. Электролиты с поливалентными катионами, хлориды кальция, магния, алюминия вызывают после адсорбции ионов резкую дегидратацию поверхностей частиц. Взаимодействие электролитов может привести к сцеплению их по всей поверхности и образованию агрегированной взвеси в пористой среде. Этот физико-химический процесс также может отразиться на проницаемости призабойной зоны;

флокуляция коллоидно-дисперсных частиц и оседание их в пористой среде при контактировании фильтрата промывочного раствора с пластовой водой. Этот процесс тем сильнее, чем больше разница в физико-химических свойствах

соприкасающихся вод, что также вызывает ухудшение проницаемости ПЗП;

образование на поверхности зерен песчинок пристенных слоев жидкости за счет замещения одной жидкости в поровом пространстве другой. С увеличением полярности жидкости уменьшаются ее проницаемости.

Как известно в промышленной практике, практически каждая добывающая скважина в течение года подвергается глушению в связи с проведением подземного ремонта или других работ. Практика проведения операции по глушению нефтяных и газовых скважин пластов свидетельствует о том, что в подавляющем числе случаев в качестве жидкости глушения применяются водные растворы минеральных солей Са или Na различных видов. Значительно реже используются механические устройства для разобщения ствола скважины и пласта. Однако надежность забойных отсекающих устройств находится на недостаточном уровне. Хотя с точки зрения сохранения коллекторских свойств пород ПЗП они обеспечивают 100%-ную успешность. Одним из направлений совершенствования техники и технологий операций глушения скважин является разработка специальных установок глушения пластов. Применение таких устройств позволяет полностью решить задачи глушения нефтяных и газовых скважин.

Анализ промысловых данных по месторождениям ОАО "Оренбургнефть" и результаты исследований разных авторов по другим нефтедобывающим районам о работе "многоремонтных" скважин показывают, что коэффициент продуктивности сильно зависит от количества операций и типа ЖГС при глушении пластов. Особенно большие изменения характеристик скважин и ПЗП происходят во время первых операций глушения.

В дальнейшем темп падения эксплуатационных характеристик замедляется и наступает состояние "насыщения", т.е. операции глушения практически не оказывают влияния на работу скважин. Количественно диапазон ухудшения параметров достигает 200–300 % и более. А в скважинах со сложно построенными коллекторами, имеющими низкие фильтрационно-емкостные характеристики, степень ухудшения параметров скважин может достигать до 700 и даже 1000 % [66]. Эта закономерность наблюдается и по объектам ОАО "Оренбургнефть". В качестве примера приведем случайную выборку из малобитного фонда скважин Покровского месторождения, коэффициенты продуктивности которых в процессе эксплуатации снизились многократно (табл. 6.4) [129].

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о значительном ухудшении коэффициента продуктивности скважин в процессе длительной эксплуатации. Одной из многочисленных вероятных причин такого положения являются частые глушения скважин в связи с ремонтами.

Наибольшее распространение при глушении скважин получили жидкости глушения скважин на водной основе с добавками различных реагентов. В качестве водной фазы используются сточные воды промыслов, воды водоносных подземных горизонтов, отходы промышленных предприятий, технические и пресные воды. Эти воды оказывают сильное отрицательное действие на фильтрационно-емкостные свойства ПЗП. Однако, несмотря на это, их доля в объеме применяемых ЖГС наибольшая.

Механизм взаимодействия ЖГС с элементами ПЗП достаточно полно сформулирован в работе [110]. Суть его заключается в следующем:

взаимодействие ЖГС с пластовыми флюидами;

Таблица 6.4

Изменение коэффициента продуктивности группы малодебитных скважин Покровского месторождения

Номер скважины	Первичное определение		Текущее определение		Кратность уменьшения коэффициента продуктивности
	Год	Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$	Год	Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$	
103	1979	36,0	1995	1,4	25,71
928	1981	0,90	1990	0,1	9,00
367	1981	2,3	1994	0,4	5,75
370	1979	79,0	1993	0,4	197,50
371	1981	4,5	1995	0,7	6,43
901	1980	8,1	1985	0,2	40,50
261	1980	18,1	1985	2,9	6,24
263	1979	15,0	1992	0,6	16,66
280	1981	40,0	1996	0,9	44,44

взаимодействие ЖГС с твердой поверхностью каналов фильтрации;

взаимодействие ЖГС с фильтровой частью конструкции скважины.

Кратко рассмотрим их отдельно.

Одним из главных результатов взаимодействия проникающей в пласт ЖГС с пластовыми флюидами является существенное изменение насыщенности нефтью и водой. При использовании ЖГС на водной основе происходит рост водонасыщенности пор пласта, сопровождающийся уменьшением относительной

проницаемости породы для нефти и общим уменьшением суммарной проницаемости для обеих фаз.

При смешении воды из ЖГС с пластовой водой создаются условия для нарушения химического равновесия и выпадения твердых осадков в порах пород ПЗП, тем самым существенного увеличения фильтрационного сопротивления при движении флюидов. При этом возможна частичная закупорка перфорационных отверстий кристаллами солей. Вероятность выпадения солей в ПЗП достаточно велика из-за нарушения химического равновесия при смешении разных вод и изменении термодинамических условий.

Другим видом осложнений, возникающих при попадании ЖГС в пласт, является интенсивное диспергирование нефтяной, водной и газовой фаз, в результате чего образуются высоковязкие тонкодисперсные водонефтегазовые смеси, обладающие высокой вязкостью и гравитационной устойчивостью.

Результаты многочисленных экспериментов, выполненных разными авторами, показали, что для условий нефтяных залежей Урало-Поволжья размер частиц дисперсной фазы таких эмульсий находится в пределах до 20 мкм, и их эффективная вязкость при содержании воды до 40–70 % на порядок и более превышает вязкость исходной нефти [47, 66 и др]. Значительная часть депрессии на пласт затрачивается при этом на преодоление капиллярных сил. В результате действия многочисленных эффектов Жамена происходят кольматирование части каналов фильтрации и образование в пласте микрообъемов с неподвижными флюидами. Блокировка мелких и средних каналов способствует быстрому обводнению более крупных и вызывает рост обводненности продукции скважины после освоения.

При увеличении водонасыщенности пород ПЗП из-за вытеснения нефти ЖГС повышается относительная проницаемость для нефти, что также вызывает увеличение поступления воды в скважину.

Многие минералы, образующие породы продуктивных пластов, обладают чувствительностью по отношению к водам. Поверхность таких минералов обычно является гидрофильной. Однако отдельные участки их после контакта с нефтью гидрофобизируются. Наиболее чувствительными к водам среди породообразующих минералов являются глины. Многочисленными исследованиями установлено, что состав глинистых минералов нефтесодержащих пород разнообразен и пласты по-разному реагируют на контакт с водой. В результате

взаимодействия глин с водами определенного состава происходит набухание глин с существенным уменьшением коэффициента проницаемости пород ПЗП.

Таким образом, перенасыщение пор пласта, взаимодействие ЖГС с пластовыми водами, образование тонкодисперсных эмульсий, изменение характера смачиваемости поверхности пород в сторону увеличения гидрофильности, усиление влияния капиллярных сил, разбухание глин и другое приводят к существенному изменению коэффициента продуктивности скважины после глушения ее для ремонта и последующего освоения.

Представляют интерес результаты исследований Ю.В. Зейгмана с соавторами [66] взаимодействия ЖГС с фильтровой частью скважины, включающей обсадную колонну и цементный камень за колонной.

Как известно, в результате проведения в скважине перфорационных работ образуются многочисленные микро- и макротрещины в цементном камне за колонной в интервале фильтра. По этой причине водосодержащие и коррозионно-активные ЖГС проникают в трещины и на наружную поверхность обсадной колонны. Контакт обсадной колонны с коррозионно-активными водами приводит к разрушению обсадной колонны, нарушению контакта ее с цементным камнем и образованию продуктов коррозии.

По результатам многочисленных лабораторных исследований и данным о влиянии на коэффициент продуктивности реальных скважин, эксплуатируемых в различных горно-геологических и технологических условиях, предложена математическая модель динамики продуктивности скважины от количества глушения и освоения скважины [66] в виде

$$\lg K_{\text{отн}} = AN - B, \quad (6.5)$$

где $K_{\text{отн}}$ – отношение текущего коэффициента продуктивности пласта после очередного глушения и освоения к начальному; A , B – постоянные, характерные для данной скважины данного объекта разработки или лабораторной модели пласта; N – количество операций глушения – освоения скважины.

Результаты обработки промысловых данных с использованием предложенной математической модели, заимствованные из работы [66], приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Результаты обработки данных о динамике изменения коэффициента продуктивности скважин в результате операций глушение – освоение [110]

Месторождение, пласт	Постоянные		Коэффициент корреляции	Математическая модель $\lg K_{\text{отн}}$
	A	B		
Восточно-Сулеевская площадь Ромашкинского месторождения, пласт Д ₀	0,0793	1,1141	0,92	$-0,0793N+1,1141$
Алькеевская площадь Ромашкинского месторождения, пласт Д ₀	0,0618	1,0199	0,93	$-0,0618N+1,0199$
Шкаповское, пласт Д _{IV}	-0,0268	0,4912	0,71	$-0,0268N+0,4912$
Знаменское, пласт С _I ^{тур}	-0,0132	0,0124	0,73	$-0,0132N+0,0124$
Арланское, Ново-Хазинская, С _{II} -С _V	-0,0017	0,0764	0,91	$-0,0017N+0,0764$
Арланская, Ново-Хазинская, С _{IV} -С _V	-0,0063	0,0185	0,85	$-0,0063N+0,185$

6.3. СПОСОБЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ПЗП

Из приведенных материалов анализа причин снижения производительности скважин видно, что малоедебитность может быть обусловлена естественными факторами (низкая проницаемость пород, малая толщина пласта и высокая вязкость нефти) и искусственными, связанными с загрязнением ПЗП в процессе бурения и эксплуатации.

В связи с этим обоснование целесообразности эксплуатации скважины при данных технико-экономических ситуациях следует начинать с выяснения причин ее малоедебитности.

Если низкий дебит скважины обусловлен эксплуатационными причинами, то прежде всего необходимо проводить работы по восстановлению коэффициента продуктивности скважины.

В табл. 6.6 приведены примеры существенного увеличения дебитов скважин после проведения обработок призабойной зоны пласта.

Как было показано выше, состояние ПЗП определяется коэффициентом гидродинамического совершенства скважины при соответствующем техническом вскрытии пласта бурением, перфорацией и изменением ПЗП в процессе эксплуатации.

Методика оценки состояния ПЗП после вскрытия пласта при первичном освоении включает в себя следующие этапы:

вызов притока жидкости из пласта известными способами с регулярным почасовым замером дебита скважины до выполаживания кривой зависимости дебита во времени, т.е. $Q = f(t)$;

проведение исследований для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины на данный период, принимаемого за характеристику состояния ПЗП после освоения скважины;

Таблица 6.6

Результаты обработки призабойной зоны пласта малодебитных скважин на некоторых месторождениях ОАО "Оренбургнефть"

Вид ОПЗ	Номер сква- жины	Дебит нефти			
		до ОПЗ		после ОПЗ	
		дата	т/сут	дата	т/сут
Бобровское месторождение					
Гидроразрыв пласта	1043	16.02.96 г.	0,00	31.03.96 г.	1,70
Гидрокислотный разрыв пласта	0923	04.03.96 г.	2,70	31.03.96 г.	6,80
То же	1072	20.08.96 г.	3,20	30.09.96 г.	12,60
"	0887	11.12.96 г.	0,10	31.12.96 г.	10,90
Гидрокислотный разрыв пласта с соляной кислотой	2063	06.06.96 г.	1,00	31.01.97 г.	6,20
Соляно-кислотная обработка с ПАВ	0474	28.02.97 г.	1,50	31.03.97 г.	4,40
Покровское месторождение					
Гидравлический разрыв пласта	0910	19.06.96 г.	1,70	30.06.96 г.	4,50
Сорочинско-Никольское месторождение					
Гидрокислотный разрыв пласта	0800	01.10.96 г.	4,10	31.11.96 г.	22,10
То же	0801	25.10.96 г.	3,70	30.11.96 г.	12,70
Соляно-кислотная обработка	1492	31.01.97 г.	2,70	28.02.97 г.	4,50
Промывка горячей нефтью	1578	28.02.97 г.	0,00	31.03.97 г.	6,70
Обработка ПАВ с растворителем	0227	31.05.96 г.	2,00	31.01.97 г.	4,50
Соляно-кислотная обработка	0392	29.02.96 г.	6,10	31.01.97 г.	21,60
То же	1414	31.05.97 г.	0,20	30.06.97 г.	17,20
Гидрокислотный разрыв пласта	1626	30.09.97 г.	2,00	31.10.97 г.	8,20
Промывка горячей нефтью	1611	31.07.97 г.	0,20	31.08.97 г.	7,80

длительное извлечение нефти из пласта (5–30 сут) с регулярным отбором проб нефти (5–24 раза в сутки) для анализа содержания в ней фильтрата, глины или бурового раствора. В этот период, как правило, происходят самопроизвольная очистка и улучшение проницаемости ПЗП, и, как следствие, увеличение коэффициента продуктивности скважины. Частичная самопроизвольная очистка ПЗП происходит во время освоения или исследования скважины в течение 1–3 сут, а также при кратковременном периоде ее эксплуатации, а полная – в течение 10–40 сут;

гидродинамические исследования для оценки состояния ПЗП, а также анализ и использование результатов ранее выполненных испытаний скважин с целью определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины. Результаты расчетов покажут, какому состоянию соответствует ПЗП – промежуточной или полной самопроизвольной очистке;

выбор способа при проведении принудительной очистки ПЗП, в качестве которого могут быть: интенсивное гидровоздействие путем периодического создания депрессий и репрессий с использованием пластовой нефти или создания на пласт большой депрессии и др.; проведение обработки призабойной зоны пласта раствором ПАВ или растворителями, не разрушающими породу; проведение кислотной обработки для растворения веществ, загрязняющих ПЗП;

освоение скважины и гидродинамические исследования после принудительной очистки ПЗП.

Для количественной оценки гидродинамического совершенства скважины при оценке состояния ПЗП принимается формула

$$\phi = \frac{Q_{i\ n}}{Q_n} = \frac{k_i}{k_o} \frac{\lg(R_e / r_c)}{\lg(R_e / r_{io})}, \quad (6.6)$$

где ϕ – коэффициент гидродинамического совершенства скважины; $Q_{i\ n}$ и Q_n – дебиты гидродинамически несовершенной и совершенной скважин соответственно; k_n и k_y – коэффициент проницаемости соответственно призабойной и удаленной зон пласта; R_k – радиус контура питания пласта; r_c и $r_{пр}$ – радиус гидродинамически совершенной скважины и приведенный несовершенной скважины соответственно.

Проницаемость призабойной зоны k_n отражает ее ухудшение и улучшение при вскрытии пласта, освоении или эксплуатации скважины, а также литологическую неоднородность, различие физико-химических свойств и трещиноватость пород коллектора.

Через приведенный радиус скважины оцениваются аномальные фильтрационные сопротивления от неполноты вскрытия пласта, его литологической неоднородности и трещиноватости. Недостаток метода – трудность определения радиуса контура питания. Нахождение его особенно осложняется в геолого-разведочных работах, когда на разведваемой площади имеется только одна скважина. Поэтому радиус контура питания единичной разведочной скважины при ее опробовании условно принимается равным 1000 м. В эксплуатационных скважинах он приравнивается к половине среднего расстояния между исследуемой и соседними скважинами.

Из формулы (6.6) видно, что коэффициент гидродинамического несовершенства скважины зависит от двух переменных величин: от коэффициента проницаемости призабойной зоны и приведенного радиуса скважины.

Если проницаемость призабойной зоны равна проницаемости удаленной зоны пласта, то коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет равен единице. Если же во время вскрытия пласта проницаемость призабойной зоны ухудшилась, то коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет меньше единицы. При образовании в призабойной зоне искусственных трещин проницаемость ее будет улучшена по сравнению с удаленной зоной, и если после вскрытия пласта она не ухудшена, то коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет больше единицы. С увеличением количества трещин, соединенных со стволом скважины, коэффициент гидродинамического совершенства тоже будет увеличиваться.

Итак, в трещиноватых, пористо-трещиноватых, а также пористых коллекторах при образовании искусственных трещин в ПЗП коэффициент гидродинамического совершенства скважины в зависимости от степени загрязнения трещин может быть меньше, равен или больше единицы.

При условии равенства проницаемости в призабойной зоне и удаленных зонах пласта и литологической неоднородности коллекторов коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет в основном зависеть от значения степени и метода вскрытия пласта. Например, если по степени вскрытия его скважина совершенна, то коэффициент гидродинамического совершенства ее в основном будет зависеть от плотности и качества перфорации, монолитности самого цементного кольца и плотности сцепления его с фильтрационной поверхностью породы. Чем больше плотность перфорации, глубже перфорационные каналы в породе, тем больше будет гидродинамическое совершенство скважин. При определенной

плотности перфорации в условиях высокой трещиноватости породы и кавернозности ствола, а также торпедирования скважины коэффициент гидродинамического совершенства ее может быть равен, а иногда и больше единицы.

При немонолитном сцеплении цементного кольца с фильтровой поверхностью скважины или отсутствии этого кольца коэффициент гидродинамического совершенства скважины может быть равен или больше единицы. Таким образом, и в этом случае при соответствующем влиянии одной или нескольких причин коэффициент гидродинамического совершенства скважины может быть меньше, равен или больше единицы. В последних двух случаях, когда коэффициент равен или больше единицы, название его не отражает содержания. Поэтому эту величину следует называть коэффициентом гидродинамического совершенства призабойной зоны пласта. В результате применения какого-либо способа самопроизвольной очистки, а также методов воздействия на пласт изменится дебит скважины. Это будет свидетельствовать об изменении коэффициента гидродинамического совершенства призабойной зоны пласта. Допустим, что после обработки призабойной зоны пласта раствором ПАВ дебит несовершенной скважины увеличился с $Q_{нс}$ до $Q'_{нс}$. Тогда с учетом уравнения (6.6) эффективность обработки

$$n_{\%} = \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{\Phi_1} 100 \% = \frac{k_{i2}(3 - \lg r_{01}) - k_{i1}(3 - \lg r_{02})}{k_{i1}(3 - \lg r_{02})} 100 \%. \quad (6.7)$$

Здесь буквенные обозначения параметров с индексом "1" соответствуют их значениям до обработки, а с индексом "2" – после обработки.

Если эффективность обработки вызвана улучшением только проницаемости пористой среды в призабойной зоне, то приведенный радиус скважины будет постоянной величиной, а уравнение (6.7) примет вид

$$n_{\%} = \frac{k_{i2} - k_{i1}}{k_{i1}} 100 \%. \quad (6.8)$$

Во время обработки призабойной зоны и освоения скважины, т.е. при прямом и обратном движении раствора или другой технологической жидкости, по всей толщине пласта может промыться зазор между стенками породы скважины и цементным стаканом. В таких случаях значительно повышается фильтрационная поверхность притока жидкости из пласта, а следовательно, увеличивается и приведенный радиус скважины.

Если же проницаемость призабойной зоны остается без изменений, то уравнение (6.7) преобразуется, т.е.

$$n_{\text{зб}} = \frac{\lg r_{02} - \lg r_{01}}{3 - \lg r_{02}}. \quad (6.9)$$

В природе не существует абсолютно одинаковых скважин по гидродинамическим и технологическим характеристикам. Они отличаются друг от друга геолого-литологическими, физико-химическими, термогидродинамическими, технико-технологическими и другими характеристиками.

Для оценки состояния призабойной зоны пласта можно использовать кривые восстановления давления в скважине. Обработав их, можно определить значение так называемого скин-фактора, с помощью которого можно найти количественную характеристику гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ПО КВД

Давление в любой точке пласта (в том числе на забое скважины) после пуска или остановки скважины с постоянным дебитом зависит от множества факторов и параметров: состояния призабойной зоны, радиуса скважины и ее гидродинамического несовершенства, геометрии границ пласта и т.д. [179]:

$$p(r, t) = p_e - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left[\delta(t, r, r_s, N_a, \dots) + S \right], \quad (6.10)$$

где p_k – давление на контуре питания пласта; Q – дебит скважины на установившемся режиме ее пуска или остановки; μ – динамическая вязкость жидкости; k – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта; p_s , t_s , r_s – безразмерное давление, время и координата точки; S_d – безразмерный коэффициент влияния ствола скважины; S – скин-фактор, введенный Ван-Эвердингером и Херстом (1953 г.); он определяет разность давлений при установившемся режиме фильтрации вокруг скважины, призабойная зона которой имеет проницаемость, отличную от проницаемости удаленной зоны пласта.

На рис. 6.6 схематически представлена скважина в двухзональном пласте. В однородном пласте с проницаемостью k находится скважина радиуса r_c , а в призабойной зоне пласта наблюдается круговая зона радиуса r_s , в которой проницаемость

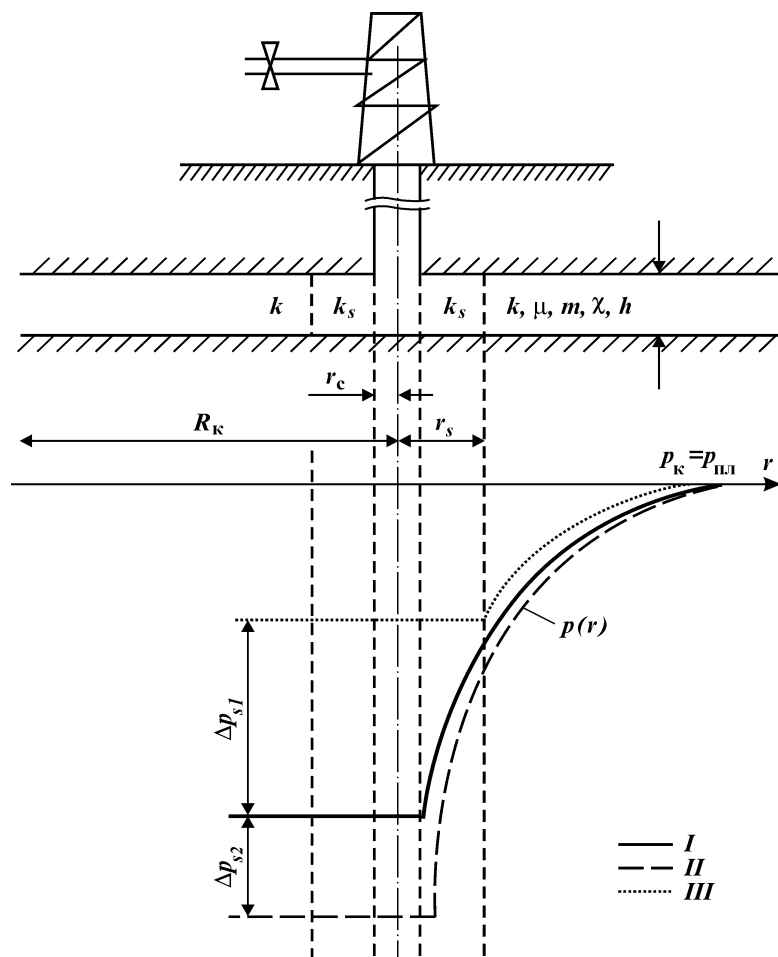


Рис. 6.6. Схема скважины со скин-фактором и эпюры распределения давления в двухзональном пласте:
 $I - S = 0, k_s = k$, однородный пласт; $II - S_1 > 0, k_s < k$, ухудшение состояния проницаемости ПЗП (засорение, кольматация, различные отложения и т.д.); $III - S_2 < 0; k_s > k$, улучшение ПЗП (возможно, из-за проведения обработок ПЗП-ГРП, СКО, наличия трещин и т.д.)

равна k_s . Дебит скважины при установившейся плоскорадиальной фильтрации в этом случае выражается формулой [26]

$$Q = \frac{2\pi kh(\delta_{\bar{e}} - \delta_c)}{\mu \left[\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_s} + \frac{k}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c} \right]}. \quad (6.11)$$

Представляя формулу в виде

$$\begin{aligned} \delta_{\bar{e}} - \delta_c &= \Delta\delta_c = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_s} + \frac{k}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c} \right] = \\ &= \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_c} + \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \right] = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_c} + S \right), \end{aligned} \quad (6.12)$$

можно судить, что скин-фактор S представляет собой часть общей депрессии на пласт, который расходуется на преодоление дополнительных фильтрационных сопротивлений в зоне с внешним радиусом r_s , где проявляется скин-фактор.

Учет скин-эффекта, т.е. ухудшения ПЗП, осуществляется введением понятия обобщенного приведенного (эквивалентного) радиуса скважины $r_{c \text{ пр.}}$ (В.Н. Щелкачев, 1951 г.; Г.И. Баренблатт и В.А. Максимов, 1958 г.). Приведенный радиус скважины определяется соотношением

$$r_{\text{пр}} = \left(\frac{r_c}{r_s} \right)^{\frac{k}{k_s}} r_s = r_c \left(\frac{r_c}{r_s} \right)^{\frac{k}{k_s} - 1} = r_c e^{-S} \equiv r_c e^{-(S+C_s)}, \quad (6.13)$$

где r_c – радиус гидродинамически совершенной скважины; C_d – коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления, можно оценить по графикам В.И. Щурова.

Определение скин-фактора S (его знака и значения) позволяет решать важные практические задачи:

оценивать состояние ПЗП скважины в любой момент ее жизни;
ранжировать фонд скважин и выделять те из них, которые имеют ухудшенное состояние ПЗП;

планировать ГТМ, направленные на улучшение состояния ПЗП, увеличение дебитов скважин (установление очередности проведения операций ГТМ, выбор скважины и технологии проведения ГТМ);

судить об эффективности ГТМ по значениям скин-фактора S , определенным до и после проведения ГТМ.

Основная расчетная формула, используемая в гидродинамических исследованиях скважин с учетом влияния скин-фактора, представляется в виде [179]

$$\delta(r_c, t) \cong \delta_e - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{\chi t}{r_c^2} + 0,80901 + 2S \right), \quad (6.14)$$

откуда скин-фактор

$$S = 1,151 \left[\frac{\delta_e - \delta_c(t)}{i} - \log t - \log \frac{\chi}{r_c^2} + 3,23 \right]; \quad (6.15)$$

$$S = 1,151 \left[\frac{\delta_e - \delta_c(t)}{m} - \log t - \log \frac{k}{m\mu C_t r_{\text{н}}^2} + 3,23 \right], \quad (6.16)$$

где m – пористость; C_t – общая сжимаемость флюидов в стволе скважины; r_c – радиус скважины.

Для удобства и упрощения, например, для случая КПД $t = 1$ ч находят $p_c(t) = p_{1\text{ч}}$, являющиеся продолжением прямолинейного участка графика КПД в полулогарифмических координатах до оси ординат (рис. 6.7).

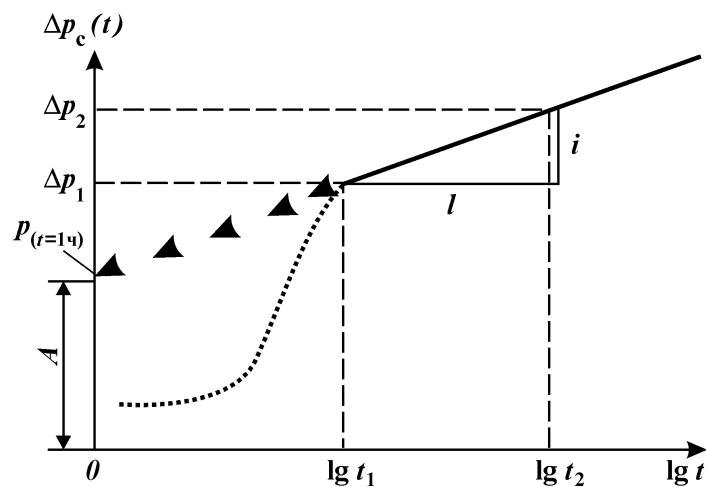


Рис. 6.7. Схематическое представление КПД – КВД в полулогарифмических координатах:

$\Delta p_c(t)$ – прирост забойного давления во времени t после остановки скважины; $\Delta p_1, \Delta p_2$ – прирост забойного давления в двух произвольных точках, взятых для определения значения тангенса угла наклона прямой к оси абсцисс; A – отрезок, отсекаемый продолжением линейного участка КВД на оси ординат;
 $i = (\Delta p_2 - \Delta p_1) / (\lg t_2 - \lg t_1)$

Тогда скин-эффект подсчитывается по формуле

$$S = 1,151 \left[\frac{\delta_e - \delta_{1+}}{m} - \lg \frac{k}{m \mu C_t r_c^2} + 3,23 \right]. \quad (6.17)$$

На точность определения скин-эффекта влияют правильность графического нахождения прямолинейного участка КПД и его уклона в полулогарифмических координатах и постоянные параметры в формулах (6.15) и (6.16). Однако на КПД–КВД влияют и другие факторы (влияние ствола скважины – послеэксплуатационный приток, различные режимы течения и другие эффекты), которые вносят неопределенность и затрудняют уверенное выделение прямолинейного участка в полулогарифмических координатах. Исследования, приведенные в работе [179], позволяют устранить эту неуверенность.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

Известно, что точность расчетов по подбору оборудования и режима работы малодебитных скважин не может превышать точность исходных данных, поэтому достоверность последних имеет важное значение.

Исходные данные могут быть получены в результате гидродинамических исследований скважин. Количество исследований регламентируется стандартами предприятия.

По результатам исследований скважин на установившихся режимах можно определить коэффициент продуктивности и пластовое давление, оценить приближенно гидропроводность и коэффициент проницаемости пород призабойной зоны пласта. Существует классическая технология такого исследования, при которой необходимо измерять дебит скважины и соответствующее этому дебиту забойное давление p_c в ней для каждого из нескольких установившихся режимов. По данным измерений строится индикаторная линия в координатах $Q-p_c$, при наличии которой можно легко установить оптимальный режим.

Осуществить практически качественные исследования мешает отсутствие необходимых технических средств. Серийные групповые замерные установки не обеспечивают необходимую точность измерения небольших дебитов. Непосредственное измерение давления на забое работающей скважины при помощи автономного глубинного прибора – довольно редкая операция.

Для периодически работающих скважин получение индикаторной линии представляет сложную задачу, так как для них при существующем оборудовании не может быть получена даже одна пара значений дебита и забойного давления, соответствующих установившемуся режиму. При работе установленного на скважинах оборудования в существующем режиме откачки динамический уровень жидкости непрерывно снижается и достигает приема насоса за время 3,5–12 ч (в среднем 5 ч).

При постоянной работе скважин в течение суток уровень теоретически должен опуститься ниже искусственного забоя. По этой причине для периодически работающих скважин нельзя определить по методу "пробных откачек" даже приближенное значение коэффициента продуктивности.

Для определения коэффициента продуктивности периодически работающих скважин могут быть использованы методы гидродинамических исследований на неустановившихся режимах или специальные приемы построения индикаторной диаграммы.

По существу, имеются два метода исследования скважин при неустановившихся режимах фильтрации. Первый – метод однократного изменения режима работы скважины, технология проведения которого заключается в пуске простаивающей скважины с постоянным дебитом или остановке скважины, работающей на установившемся режиме. Снимается кривая изменения давления и обрабатывается в полулогарифмических координатах $\Delta p - \lg t$ (см. рис. 6.7)

$$\Delta p = p_c(t) - p_{c0}, \quad (6.18)$$

где $p_c(t)$ – изменение забойного давления после пуска (остановки) скважины; p_{c0} – забойное давление при работе скважины перед остановкой на установившемся режиме с дебитом Q_0 ; t – текущее время восстановления давления.

Для периодически работающих скважин необходимо применять второй метод – двукратного изменения режима. Его технология заключается в пуске долго простаивающей скважины и отработке ее в течение времени меньшего необходимого для достижения установившегося режима, а затем в остановке скважины. Обычно в этом случае записывают и обрабатывают кривые изменения давления в координатах $p_c(t) - \lg(T + t)/t$, где T – расчетное время работы скважины с постоянным дебитом.

Таким образом, необходимо измерять накопленную добычу жидкости $\Sigma Q_{\text{ж}}$ за время работы скважины, дебит и забойное

давление в момент остановки скважины на исследование, а также забойное давление в произвольные моменты времени после остановки.

Кривая изменения забойного давления после остановки скважины описывается [179] уравнением

$$\delta_c(t) = \delta_i - \frac{Q_{ж\text{ ст}} b_{ж} \mu_{пл}}{4\pi k h} \ln \frac{T+t}{t}, \quad (6.19)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление; $Q_{ж\text{ ст}}$ – дебит жидкости в стандартных условиях; $b_{ж}$ – объемный коэффициент жидкости при пластовых условиях,

$$b_{ж} = b_n(1 - n_v) + n_v b_v, \quad (6.20)$$

здесь b_n , b_v – объемный коэффициент соответственно нефти и воды; n_v – объемная обводненность продукции скважины; k – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта; $\mu_{пл}$ – вязкость водонефтяной эмульсии в пластовых условиях.

Расчетное время работы скважины с постоянным дебитом $Q_{ж\text{ ст}}$

$$T = \Sigma Q_{ж\text{ ст}} / Q_{ж\text{ ст}}. \quad (6.21)$$

По графику восстановления давления, построенному в координатах $\Delta p = p_c(t) - p_{c0} - \lg(T+t)/t$ по двум произвольным точкам t_1 и t_2 (рис. 6.8) определяется значение тангенса угла наклона прямой к оси абсцисс:

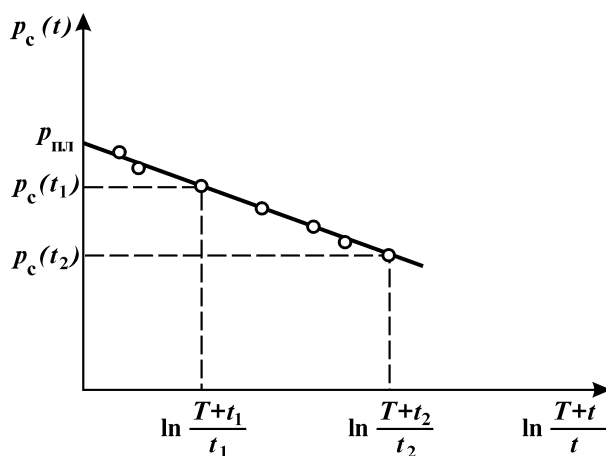


Рис. 6.8. График восстановления давления на забое скважины

$$i = \frac{\Delta p_c(t_1) - \Delta p_c(t_2)}{\ln \frac{T + t_2}{t_2} - \ln \frac{T + t_1}{t_1}}, \quad (6.22)$$

где $\Delta p_c(t_1)$ и $\Delta p_c(t_2)$ – значения прироста забойного давления в момент времени t_1 и t_2 соответственно.

По значению i с учетом формулы (6.19) можно определить гидропроводность пласта по выражению

$$\frac{kh}{\mu_{ie}} = \frac{Q_{\text{э.н.}} b_{\text{э}}}{4\pi i}, \quad (6.23)$$

а коэффициент проницаемости пласта по формуле

$$k = \frac{Q_{\text{э.н.}} b_{\text{э}} \mu_{ie}}{4\pi h i}. \quad (6.24)$$

По полученным значениям гидропроводности и коэффициента проницаемости пласта можно рассчитать приближенное значение коэффициента продуктивности периодически работающей скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ ШСНУ, МЕТОДОМ ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ [132]

Определение коэффициента продуктивности малодебитной скважины, оборудованной ШСНУ, методом пробных откачек осложняется невозможностью спуска глубинных манометров для измерения забойного давления при заданных режимах работы скважины. С достаточной точностью для решения промысловых задач в таких случаях коэффициент продуктивности может быть определен по динамограммам, снятым на двух режимах работы скважины.

Известно, что в конце хода вверх сальникового штока на головку балансира станка-качалки действует максимальная статическая нагрузка

$$G_{\text{max}}^{\text{в}} = G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}} + G_{\text{тр}} - G_{\text{погр}}, \quad (6.25)$$

где $G_{\text{ш}}$ – нагрузка от веса колонны штанг в жидкости; $G_{\text{ж}}$ – нагрузка от веса столба жидкости в НКТ; $G_{\text{тр}}$ – силы трения; $G_{\text{погр}}$ – сила, действующая на плунжер насоса снизу и обусловленная погружением насоса под динамический уровень жидкости.

При этом допускается, что плотность откачиваемой жидкости в процессе динамометрирования не изменяется и силы трения постоянны.

При принятых условиях значение $G_{\max}^B$ в процессе исследования изменяется в зависимости от давления на приеме насоса $p_{\text{пр}}$, так как сумма трех первых слагаемых (6.25) в этом случае остается постоянной. Тогда

$$G_{\text{погр}} = G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}} - G_{\text{тр}} - G_{\max}^B, \quad (6.26)$$

или, выразив $G_{\text{погр}}$ через давление на приеме насоса, получим

$$p_{\text{пр}} = \frac{G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}} - G_{\text{тр}} - G_{\max}^B}{f_i}, \quad (6.27)$$

где f_i – площадь плунжера ШГН.

Таким образом, если изменить режим откачки, то изменение забойного давления будет равно разности давлений на приеме насоса при работе на двух режимах. В связи с этим при справедливости линейного закона фильтрации жидкости в скважину коэффициент продуктивности с учетом принятых допущений можно определить по формуле

$$K = \frac{(Q_2 - Q_1)f_i}{G_{\max 2}^B - G_{\max 1}^B}, \quad (6.28)$$

где $G_{\max 2}^B$, $G_{\max 1}^B$ – статические нагрузки в точке подвеса штанг в конце хода вверх на разных режимах работы скважины, определенные при кратковременной остановке СК в крайнем верхнем положении головки балансира.

Процесс исследования скважины заключается в следующем:

устанавливают минимально возможный режим работы скважины;

при достижении установившегося режима работы снимают динамограмму, записывают нулевую линию, линию нагрузки от веса штанги и линию статической нагрузки в крайнем верхнем положении балансира при кратковременной остановке станка-качалки;

изменяют режим работы скважины в 1,5–2 раза и по достижении установившегося режима работы повторяют операции, предусмотренные п. 2.

При снятии динамограмм необходимо соблюдать следующие условия:

линию нагрузки от веса штанг $G_{ш}$ записывать в положении, когда точка подвеса штанг не перешла нижнюю "мертвую" точку;

линию максимальной статической нагрузки G_{max}^B записывать в положении, когда точка подвеса штанг не перешла верхнюю "мертвую" точку.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ

При совместной работе скважины и пласта на установившемся режиме в кольцевом пространстве между обсадной колонной и НКТ устанавливается практически постоянный динамический уровень жидкости. Если насосную установку остановить, то приток жидкости из пласта продолжается и происходит заполнение скважины. При этом поступление жидкости происходит на нестационарном режиме фильтрации, так как увеличение высоты столба жидкости в скважине приводит к возрастанию забойного давления.

Считая в каждый фиксированный момент времени режим установившимся и используя метод последовательной смены стационарных состояний, приток жидкости в скважину можно рассчитать по формуле Дюпюи, записанной в виде

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{[\delta_e - \delta_c(t)]}{\ln \frac{R_e}{r_{\text{н.д.}}}}, \quad (6.29)$$

где $Q(t)$ – изменяющийся во времени приток жидкости в скважину после ее остановки; p_k – давление на контуре питания пласта, для группового размещения добывающих скважин приравненное к динамическому пластовому давлению; $p_c(t)$ – переменное во время заполнения скважины жидкостью забойное давление; R_k – радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния между соседними скважинами a ; $r_{\text{н.д.}}$ – приведенный радиус скважины, значение которого рассчитывается по паспортным данным скважины и графикам В.И. Щурова; остальные обозначения прежние.

Выражая пластовое и забойное давления через напоры столба жидкости, уравнение (6.29) запишем в виде

$$Q(t) = \frac{2\pi kh \rho g}{\mu} \frac{[H_e - H_c(t)]}{\ln \frac{a}{r_{\text{н.д.}}}}, \quad (6.30)$$

где H_k – статический столб жидкости на контуре питания; $H_c(t)$ – столб жидкости в скважине в заданный момент времени; ρ , g – соответственно плотность жидкости и ускорение свободного падения.

Дебит скважины в любой момент времени после прекращения работы насоса

$$Q(t) = -F \frac{dH_c(t)}{dt}, \quad (6.31)$$

F – площадь сечения обсадной колонны с внутренним диаметром D .

Приравнявая левые части уравнений (6.30) и (6.31), получаем

$$-F \frac{dH_c(t)}{dt} = \frac{2\pi kh \rho g}{\mu} \frac{[H_{\bar{e}} - H_c(t)]}{\ln \frac{a}{r_{\bar{n}i\bar{o}}}}. \quad (6.32)$$

Разделив переменные в уравнении (6.32) и определив интервалы интегрирования по t и H_c , можно записать

$$\int_{H_{co}}^{H_c(t)} \frac{dH_c}{H_{\bar{e}} - H_c(t)} = -\frac{2\pi kh \rho g}{\mu F \ln \frac{a}{r_{\bar{n}i\bar{o}}}} \int_0^t dt. \quad (6.33)$$

Интегрируя уравнение по t от нуля до t и по H_c от H_{co} до $H_c(t)$, получаем

$$\ln \frac{[H_{\bar{e}} - H_c(t)]}{H_{\bar{e}} - H_{co}} = -\frac{2\pi kh \rho g}{\mu F \ln \frac{a}{r_{\bar{n}i\bar{o}}}} t. \quad (6.34)$$

Здесь H_{co} – динамический столб жидкости перед остановкой скважины.

Учитывая, что комплекс $2\pi kh / \mu \ln(a/r_{\bar{n}i\bar{o}})$ представляет собой коэффициент продуктивности скважины, можно записать

$$\ln \frac{[H_{\bar{e}} - H_c(t)]}{H_{\bar{e}} - H_{co}} = -\frac{4K \rho g}{\pi D^2} t. \quad (6.35)$$

Выражение (6.28) представляет собой уравнение прямой в координатах $\ln \phi$ и t , где $\phi = [H_k - H_c(t)] / (H_k - H_{co})$.

Для обработки данных исследований скважины H_k определяют по результатам измерения статического уровня жидкости после полной ее стабилизации, т.е. полного восстановления забойного давления, приравниваемого к текущему динамическому пластовому давлению.

Итак, обработка данных исследования скважины сводится к следующему:

по данным наблюдений за изменением динамического уровня жидкости в скважине строят график в координатах $\ln \Phi$ и t (рис. 6.9);

на графике по произвольно выбранным двум точкам определяют $\ln \Phi_1$ и $\ln \Phi_2$ для заданных t_1 и t_2 ;

рассчитывают значение тангенса угла α по формуле

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\ln \Phi_2 - \ln \Phi_1}{t_2 - t_1}; \quad (6.36)$$

по значению $\operatorname{tg} \alpha$ рассчитывают коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{\pi D^2 \operatorname{tg} \alpha}{4 \rho g} \quad (6.37)$$

и значения коэффициента проницаемости k , подвижности нефти k/μ и гидропроводности kh/μ .

Некоторыми неудобствами рассматриваемого способа расчета является необходимость иметь для обработки данных исследования скважин значения статического уровня жидкости, соответствующие динамическому пластовому давлению. Для получения этого параметра необходимо дождаться полного восстановления давления после остановки скважины. В малодебитных скважинах восстановление пластового давления в условиях низкопродуктивных коллекторов, насыщенных

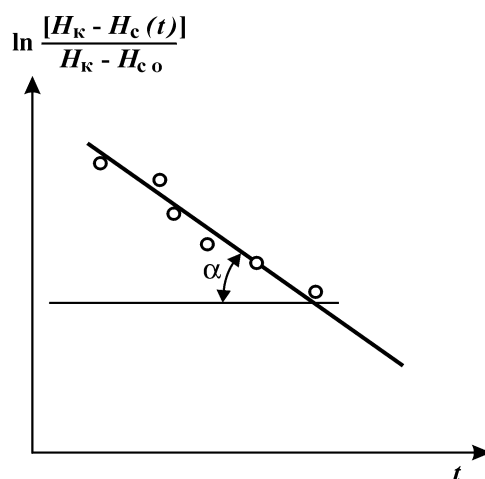


Рис. 6.9. К обработке кривых прослеживания уровня жидкости в скважине после ее

вязкими нефтями, требует значительного времени простаивания скважины (месяц и более).

Для сокращения времени в БашНИПИнефти разработана методика обработки данных исследования методом прослеживания уровня жидкости, ускоряющая процесс изучения скважин в несколько раз. Приведем основные моменты этой методики.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ ПО НЕПОЛНЫМ КРИВЫМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ (ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ)

Метод заключается в снятии неполных кривых восстановления уровня (давления) по исследуемой скважине после ее остановки. Неполные кривые снимаются на участке активного восстановления уровня (давления). Конечное значение пластового давления (статического уровня) определяется способом аппроксимации.

Исследования скважин при неустановившемся режиме фильтрации жидкости способом снятия неполной кривой восстановления пластового давления проводятся в следующем порядке.

1. Перед началом исследования в скважину спускается через затрубное пространство глубинный манометр, и после 1–2 ч работы скважина останавливается на восстановление пластового давления. В случае невозможности спуска в скважину манометра более тщательно отбивается динамический уровень жидкости в затрубном пространстве или путем спуска прибора в НКТ.

2. Периодически в течение 1–8 сут ведется замер роста давления в скважине.

3. После 1–8 сут наблюдения за восстановлением давления исследование прекращается и скважина вводится в дальнейшую эксплуатацию.

4. Во время исследования во избежание накопления газа затрубное пространство скважины должно быть открытым на факельную линию или организован принудительный отбор газа.

По полученным данным строится усредненная неполная кривая восстановления пластового давления (статического уровня). Выбор способа обработки данных замеров производится из следующих соображений. Считается, что положение p_k (статического уровня жидкости) неизвестно.

После преобразования уравнения (6.32) получим

$$\ln[H_{ki} - H_c(t)] = \ln[H_{ki} - H_{c0}] - \frac{2\pi kh \rho g}{\mu F \ln \frac{a}{r_{\text{нп}}}} t. \quad (6.38)$$

Графический анализ уравнения (6.38) показывает, что при значениях $H_{ki} \neq H_k \neq \text{const}$ оно является уравнением некоторого семейства кривых, которые при $H_{ki} \rightarrow H_k \rightarrow \text{const}$ стремятся преобразоваться в прямую линию (рис. 6.10).

Следовательно, перестраивая неполную кривую восстановления уровня (забойного давления) в координатах $\ln[H_{ki} - H_c(t)]$, t при различных задаваемых значениях $H_{ki} \geq H_k$, необходимо добиться такого значения H_{ki} , когда рассматриваемое семейство кривых трансформируется в прямую линию типа $y = b - ax$. При этом будет достигнуто равенство $H_{ki} = H_k$ и будет определено значение динамического пластового давления в районе расположения исследуемой скважины.

Дальнейшая обработка замеров ведется по приведенному ранее методу прослеживания уровня жидкости в скважине.

Угловой коэффициент этой прямой согласно выражению (6.38)

$$\text{tg } \alpha = \frac{2\pi kh \rho}{\mu F \ln \frac{R_{\text{е}}}{r_{\text{н}}}}, \quad (6.39)$$

а отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$B = \ln(H_k - H_{c0}) = \ln(p_k - p_{c0}). \quad (6.40)$$

Из формулы (6.38) коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_{\text{е}}}{r_c}} = F \frac{\text{tg } \alpha}{\rho}. \quad (6.41)$$

Из графика (см. рис. 6.10) угловой коэффициент

$$\text{tg } \alpha = \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{t_2 - t_1}. \quad (6.42)$$

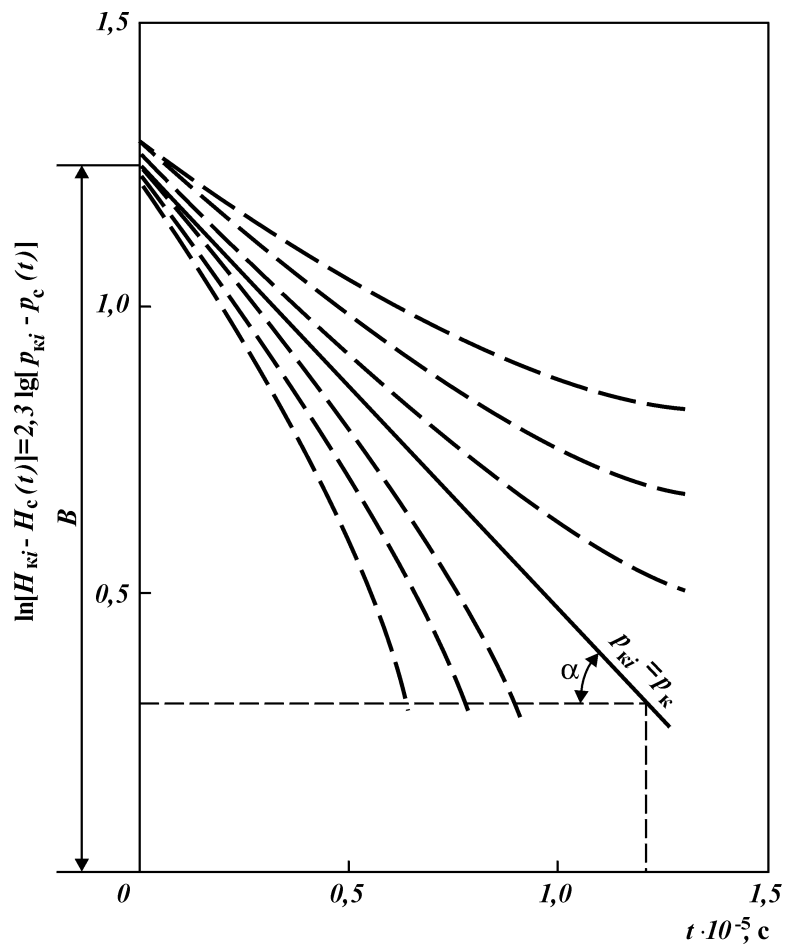


Рис. 6.10. К обработке данных исследования скважин по ускоренному методу

Значения ϕ_1 и ϕ_2 определяются по графику (см. рис. 6.10) при $p_{ki} = p_k$ для двух произвольно взятых точек, соответствующих значениям t_1 и t_2 .

По известному значению коэффициента продуктивности скважины можно рассчитать основные фильтрационные характеристики ПЗП: коэффициент проницаемости, подвижность нефти и гидропроводность пласта.

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ПРОДУКЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Решение задач по выбору оптимальных условий эксплуатации малодебитных скважин существенно зависит от работы средств измерения их продукции. Существующие автоматизированные групповые замерные установки не обеспечивают надежное измерение дебита скважин менее $5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Исследованиями [34, 85 и др.] установлен периодический характер изменения дебита по времени и не только малодебитных скважин. Наблюдаются периодические увеличения и последующие уменьшения дебита в течение каждые 10–20 мин работы насоса. На рис. 6.11, *a* приведено

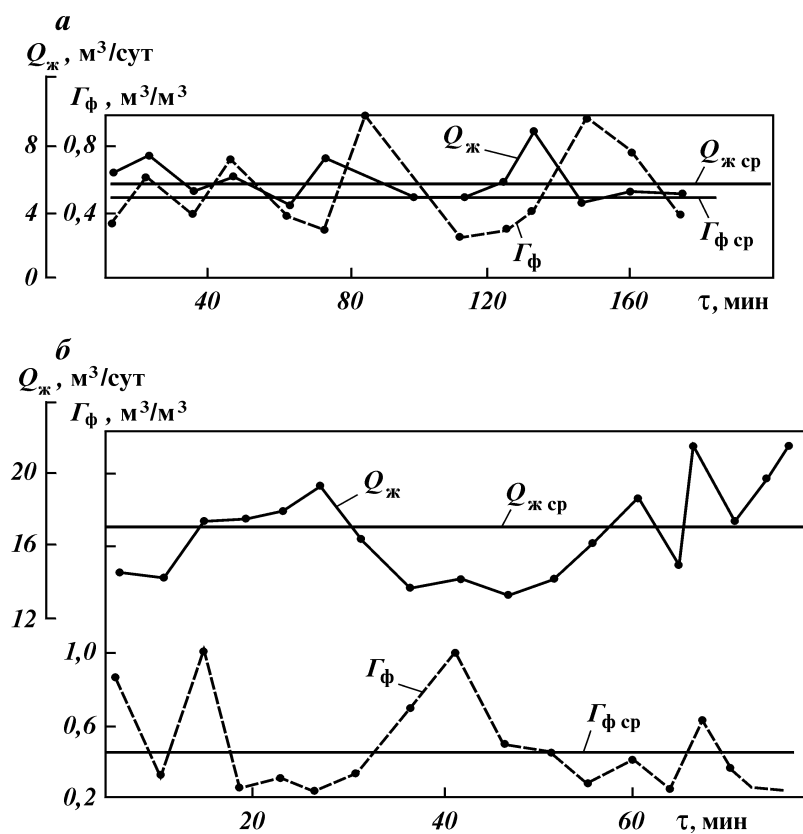


Рис. 6.11. Изменение дебита жидкости $Q_{\text{ж}}$ и газового фактора $\Gamma_{\text{ф}}$ во времени t по скв. 875 (*a*) и скв. 877 (*б*) Таймурзинского месторождения [34]

изменение дебита одной из исследовавшихся скважин по жидкости и газового фактора во времени. Видно, что при работе скв. 875 Таймурзинского месторождения при среднем дебите, равном $6,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, наблюдается изменение дебита на $\pm 1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, что составляет $\pm 25 \%$. Изменение газового фактора также периодически с той лишь разницей, что максимальные значения газового фактора соответствуют минимальным значениям дебита скважины по жидкости. Особенно ярко выражена эта особенность по скв. 875 при большем значении среднего дебита (рис. 6.11, б). При этом с увеличением дебита, амплитуда его изменения возрастает. Так, при среднем дебите $17,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ амплитуда изменения дебита уже составляет $\pm 12 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Изменение дебита скважины по жидкости, газового фактора и содержания воды в добываемой продукции, очевидно, связано со сложными физико-химическими процессами, происходящими в НКТ при движении газожидкостной смеси.

Важную роль в малодебитных скважинах играет периодичность подачи ШГН. Превышение подачи насоса над дебитом скважины приводит к снижению динамического уровня жидкости в скважине вплоть до приема насоса и срыву его подачи. Для возобновления работы необходимо, чтобы уровень жидкости повысился до определенного положения с тем, чтобы давление на приеме насоса превысило давление в цилиндре при ходе вверх с учетом гидравлических сопротивлений, возникающих в приемном клапане. За время увеличения глубины погружения насоса под динамический уровень резко уменьшается скорость движения жидкости в НКТ, что вызывает увеличение относительной скорости газа.

Другой причиной, по-видимому, является неравномерный характер распределения газа по длине подъемника из-за непрерывного его выделения из нефти и снижения давления. Отмечено, что в верхней части НКТ образуется "газовый" объем, занимающий до $0,7-0,8$ объема труб.

В выкидной линии имеется вертикальный нисходящий участок, через который движется неустойчивая газонефтяная смесь. Для того, чтобы газовая фаза могла поступить далее в горизонтальный трубопровод, она должна отжать уровень раздела нефть – газ до горизонтального участка трубы и "прорваться" по ее верхней образующей.

По мере того как уровень нефть – газ (наличие воды не рассматривается) будет отжиматься, давление в линии будет в определенной мере возрастать. Достигнув своего максимального значения в момент прорыва в горизонтальный трубопровод,

давление резко снизится. Уровень нефть – газ в вертикальном участке повысится, и начнется процесс накопления газа в "ловушке", представляющей собой трубопровод от колонной головки скважины до угловой задвижки. Амплитуда колебания давления в этой линии составляет 0,005–0,02 МПа в зависимости от значения газового фактора, дебита скважины и т.д.

Таким образом, процесс периодического прорыва газа в выкидную линию носит автоколебательный характер. В период прорыва газа в замерную установку поступает большое его количество, затем оно снижается, а дебит жидкости, напротив, увеличивается, что и является причиной периодических колебаний.

Подтверждением сказанному является периодический характер слива жидкости из пробоотборного крана выкидной линии. Вначале, как правило, после открытия крана происходит слив жидкости. Затем через несколько минут из выкидной линии поступает газ, после чего вновь сливается жидкость и т.д.

Периодический характер поступления жидкости и газа на измерение предъявляет определенные требования к методике измерения и поиску его оптимальных вариантов. Прежде всего необходимо установить закономерности периодических колебаний дебита и на их основе определить минимально необходимое количество циклов измерения, при котором достигается достоверность показаний, а затем следует создать метод расчета среднего значения дебита скважины по кривой изменения показателей за определенный период. То же самое относится и к измерению газовой фазы.

Таким образом, решение проблемы совершенствования измерения дебитов скважин требует создания новых систем контроля за их работой, отвечающих следующим требованиям.

1. Рабочие процессы должны быть непрерывными, т.е. поступление и отвод из установки ГЖС не должны прекращаться. Это обеспечивает стабильность термодинамических параметров во времени и высокую точность измерений.

2. Энергию потока ГЖС нельзя использовать для процесса измерения (вращения турбин, переключения и т.д.), т.е. отвод энергии должен быть минимальным.

3. В энергию потока не должна подводиться дополнительная энергия, так как при этом может снизиться точность измерений из-за необходимости учета количества привнесенной энергии. Однако при некоторых условиях указанное требование может быть нарушено, например, при работе с высоковязкой нефтью и

при наличии парафина. В данной ситуации возможен дополнительный нагрев.

4. Процесс должен быть изобарическим, что позволяет исключить разгазирование или растворение газа в жидкости. При этом повышается точность измерений, снижается интенсивность выпадения парафина, смол (при охлаждении из-за разгазирования).

6.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ

Рациональная эксплуатация нормальных малодебитных скважин имеет большое технико-экономическое значение. Однако этим вопросам не уделяется должного внимания со стороны промысловых инженеров и научных работников. Этим и объясняется низкая эффективность эксплуатации фонда малодебитных скважин. Кроме того, до сих пор нет соответствующих технических средств их эксплуатации, измерения дебитов и регулирования режимов работы, а также высокоэффективных доступных для применения методов исследования и контроля, методов технико-экономического обоснования условий рентабельной их эксплуатации с учетом нефтегазодобывающего предприятия, объединения, региона и в целом по стране. Все это вызывает разноречивость в решении задач по подбору оборудования, а также режимов эксплуатации и откачки основной массы малодебитных скважин, наносящий заметный ущерб нефтедобывающим предприятиям.

Процесс эксплуатации рассматриваемой группы скважин осуществляется различно: непрерывно с полным заполнением цилиндра; непрерывно с неполным заполнением цилиндра вследствие превышения теоретической производительности насоса над притоком жидкости в скважину; периодически с полным заполнением насоса жидкостью.

Для определения области применения непрерывной эксплуатации малодебитных скважин необходимо исходить из оценки минимальной производительности имеющегося на скважине станка-качалки и минимального диаметра насоса, выпускаемого промышленностью, т.е. следует определить минимальный критический дебит скважины, при котором обеспечивается надежная работа насосного оборудования.

Для расчета этого условия коэффициент подачи можно принимать постоянным и равным 0,2, поскольку при меньших

значениях коэффициента эксплуатация ШСНУ существенно осложняется и становится экономически нецелесообразной.

Условно-теоретическую производительность насосной установки принимают наименьшей из возможных с учетом рабочих параметров установленного на скважине станка-качалки

$$Q_{y.t \min} = 1440 \frac{\pi d_{\min}^2}{4} S_{\min} n_{\min}, \quad (6.43)$$

где $d_{\min}$ – минимальный диаметр насоса из существующих; $S_{\min}$ – минимальная длина хода штока, которую можно установить на станке-качалке данной скважины; $n_{\min}$ – минимальное число ходов плунжера, которое можно установить на станке-качалке.

Формула для расчета коэффициента соответствия производительности ШСНУ дебиту скважины K_c имеет вид [161]

$$K_c = 0,2 Q_{y.t \min} / Q_c, \quad (6.44)$$

где Q_c – дебит скважины.

Числитель в формуле (6.44) показывает, какова наименьшая производительность оборудования ШСНУ на данной скважине. Если дебит скважины на непрерывном режиме больше $Q_{y.t \min}$, т.е. $K < 1$, то при отсутствии других ограничений следует продолжить эксплуатацию на этом режиме. Когда $K \geq 1$, следует переходить на периодическую эксплуатацию.

В табл. 6.7 приведены характеристики станков-качалок, применяемых на объектах ОАО "Оренбургнефть", с указанием минимальной длины хода сальникового штока, минимального числа двойных ходов плунжера и минимального значения производительности установки при коэффициенте подачи насоса 0,2 и диаметре насоса 32 мм.

Видно, что для наиболее распространенных станков-качалок СК-8-3,5-4000 перевод скважин на периодическую эксплуатацию следует осуществлять, когда фактический дебит их равен или меньше 1,93 м³/сут.

Для приводов штанговых глубинных насосов "Уралтрансмаш" ПШГН-8-3-5500 фактический дебит ограничивается 0,56 м³/сут.

Для каждого периода эксплуатации нефтяной скважины целесообразно иметь специальный набор нефтепромыслового оборудования, позволяющего при минимальных эксплуатационных затратах обеспечить оптимальную добычу нефти.

Снижение дебитов нефтяных скважин, эксплуатируемых механизированным способом, вызывает рост парка эксплуатационного оборудования повышенной производительности. Приведение в соответствие параметров и характеристик нефтепромыслового оборудования с добычными возможностями скважин – задача очень важная. В условиях достаточно высокого темпа прироста числа малодебитных скважин актуальность ее возрастает.

Рассмотрим решение данной задачи на примере создания экономичного электропривода для малодебитных скважин, так как наиболее приемлемым способом снижения минимальной производительности существующих ШСНУ является перевод их на работу с малым числом качаний $1-2 \text{ мин}^{-1}$.

Возможны два варианта уменьшения числа качаний балансира СК: увеличение передаточного отношения привода СК; применение малооборотного электродвигателя.

Передаточное отношение в приводе СК можно изменить повышением передаточного отношения редуктора; уменьшением диаметра ведущего шкива привода; применением двухступенчатой ременной передачи; использованием малооборотного двигателя.

Обычно передаточное отношение клиноременной передачи привода СК равняется 5, но допускается его увеличение до 6, 7 [172], что может быть получено уменьшением диаметра ведущего шкива до 1000 мм. Этот способ является наиболее легко реализуемым. Однако его применение позволяет охватить фонд малодебитных скважин с минимальными дебитами до $1,6-2,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таблица 6.7

Минимально возможные производительности ШСНУ, применяемых в ОАО "Оренбургнефть"

Типы станков-качалок	Минимальная длина хода сальникового штока, м	Минимальное число двойных ходов, мин^{-1}	Минимальная производительность установки при коэффициенте подачи 0,2, $\text{м}^3/\text{сут}$
СК-6-2,1-2500	0,90	6	1,25
СК-8-3,5-4000	1,67	5	1,93
СК-10-3-5500	1,50	5	1,74
СК-12-3-4000	1,20	5	1,39
МК-8-3-4000	1,60	5	1,85
ПШГН-8-3-5500	1,20	2	0,56
"Лафкин-9.7"	1,60	5	1,85

В случае применения двухступенчатой ременной передачи передаточное отношение в приводе СК может быть повышено до необходимого значения. Однако при этом снижается КПД скважинной насосной установки η_y , определяемый как произведение КПД ее основных частей, т.е.

$$\eta_y = \eta_{дв} \eta_{рем} \eta_{ред} \eta_{мех} \eta_{подз} \eta_{г} \eta_{н}, \quad (6.45)$$

где $\eta_{дв}$ – КПД электродвигателя; $\eta_{рем} = \eta'_{рем} \eta''_{рем}$ – КПД ременной передачи ($\eta'_{рем} = 0,9$ – КПД быстроходной ступени клиноременной передачи, $\eta''_{рем} = 0,8$ – КПД тихоходной ступени клиноременной передачи); $\eta_{ред} = 0,96$ – КПД редуктора; $\eta_{мех} = 0,96$ – КПД механизма СК; $\eta_{подз} = 0,8$ – КПД подземной части, учитывающий потери на трение; $\eta_{г} = 0,98$ – гидравлический КПД установки; $\eta_{н}$ – КПД ШГН.

Таким образом, при введении двухступенчатой клиноременной передачи ее общий КПД снижается на 20 %. Существенным недостатком варианта с двухступенчатой клиноременной передачей является необходимость коренного изменения конструкции СК (изготовление шкивов, промежуточного вала, конструкции для его установки).

Число качаний балансира СК может быть снижено при использовании малогабаритного электродвигателя. Электродвигатель с частотой вращения 500 мин^{-1} пригоден для оборудования малodeбитных скважин с дебитом $1\text{--}3 \text{ м}^3/\text{сут.}$ При этом не требуется изменения конструкции СК.

Для оценки энергетической эффективности применения малооборотных электродвигателей по сравнению с другими методами снижения числа качаний балансира необходимо знать КПД, ШГН, активную и реактивную мощности привода.

Мощность, потребная для подъема жидкости из скважины с помощью ШГН,

$$N_{\Pi} = \frac{G_{ж} S n}{30 \cdot 10^3 \eta_{с} \alpha}, \quad (6.46)$$

где $G_{ж} = F_{\Pi} L_{\Pi} \rho_{ж} g + p_y F_{\Pi}$ – нагрузка на головку балансира от веса жидкости (F_{Π} – площадь плунжера насоса, L_{Π} – глубина подвески насоса, $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, g – ускорение свободного падения, p_y – давление на устье скважины); S – длина хода плунжера; n – число качаний балансира; α – коэффициент подачи.

Удельный расход энергии на добычу жидкости

$$\omega_{уд} = p_{м} / Q_{ж}. \quad (6.47)$$

При сравнении вариантов снижения числа качаний балансира следует учитывать изменения КПД и $\cos\phi$ при малой нагрузке двигателя при двухступенчатой клиноременной передаче, а также уменьшение КПД и $\cos\phi$ у низкооборотных двигателей.

Из выражения (6.46) видно, что мощность, необходимая для подъема жидкости из скважины, прямо пропорциональна числу качаний балансира. При замене электродвигателя с синхронной частотой вращения 1000 мин^{-1} электродвигателем с синхронной частотой вращения 500 мин^{-1} его мощность может быть снижена в 2 раза (с учетом проверки пусковых режимов). Поэтому, несмотря на низкий КПД у низкооборотного двигателя, равный 0,8, потери энергии в нем меньше, чем в установленных на СК высокооборотных двигателях, так как мощность последних в 2 раза выше. КПД низкооборотного $\eta_{дн}$ (0,8) и высокооборотного двигателей при малой нагрузке $\eta_{дв}$ (0,88) определяется соответственно из выражений

$$\eta_{дн} = (N_{дн} - \Delta N_n) / N_{дн}; \quad (6.48)$$

$$\eta_{дв} = (2N_{дн} - \Delta N_v) / 2N_{дн}, \quad (6.49)$$

где $N_{дн}$ – мощность низкооборотного двигателя; ΔN_n , ΔN_v – потери мощности в двигателе соответственно низкооборотном и высокооборотном.

Подставляя значение КПД, получаем

$$\Delta N_n = 0,2N_{дн}; \quad (6.50)$$

$$\Delta N_v = 0,24N_{дн}. \quad (6.51)$$

Потери в высокооборотном двигателе приблизительно на 4 % выше, чем в низкооборотном. Кроме того, общий КПД передачи от двигателя до балансира при двухступенчатой клиноременной передаче ниже на 20 %.

В ОАО "Оренбургнефть" были выполнены работы по перемотке обмоток электродвигателей с числом оборотов 1000 мин^{-1} на 750 мин^{-1} . Большинство СК на объектах объединения укомплектованы двигателями с числом оборотов 1000 мин^{-1} , основные размеры которых, в том числе пазов статора и ротора, полностью соответствуют размерам двигателя с числом оборотов 750 мин^{-1} . Поэтому для получения 750-оборотного двигателя необходимо было уложить в пазы двигателя с числом оборотов 1000 мин^{-1} обмотку 750-оборотного, взяв обмоточные данные из справочника для соответствующего типоразмера двигателя. При этом мощность получаемого двигателя будет на ступень меньше

исходного, т.е. в результате изменения обмоток статора и ротора мощность электродвигателя изменится от 30 до 22 кВт.

Указанную операцию целесообразно осуществлять при капитальном ремонте вышедших из строя двигателей.

Электродвигатели с меньшим числом оборотов (750 мин^{-1}), изготовленные в мастерских объединения, экспериментально были проверены на двух скважинах Тананыкского месторождения, работавших на периодическом режиме откачки. Установка на них электродвигателей с $n_n = 750 \text{ мин}^{-1}$ в совокупности с уменьшенным диаметром ведущего шкива позволила получить около трех качаний в минуту и перевести скважины на непрерывный режим эксплуатации. Электродвигатели работали устойчиво, отказов в течение 6 мес эксплуатации не было.

Таким образом, для перевода периодически работающих скважин на непрерывный режим целесообразно устанавливать на СК электродвигатели с $n_n = 750 \text{ мин}^{-1}$, получая их путем перемотки из двигателей с $n_n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ при проведении ремонта.

Безусловно, целесообразнее укомплектовывать СК электродвигателями пониженной мощности с $n_n = 750$ и 500 мин^{-1} . Использование малооборотных электродвигателей позволяет сократить потери энергии в самом двигателе до 4 %, уменьшить удельный расход электроэнергии до 50 % и понизить двигательную мощность электропривода СК в 1,5–2 раза. При этом общий КПД установки повышается на 20 %.

В общем случае непрерывную эксплуатацию малодебитных скважин с использованием современного стандартного оборудования для добычи нефти можно обеспечить откачкой с запасом производительности, так как в начальный момент коэффициент подачи насоса больше 0,2.

Запас производительности насоса может быть трех систем: постоянный, ступенчатого регулирования и непрерывного (бесступенчатого) регулирования [1]. На объектах ОАО "Оренбургнефть", как правило, малодебитные скважины на непрерывном режиме эксплуатируются с постоянным запасом производительности насоса.

Под запасом производительности насоса K_3 понимают отношение теоретической производительности насоса с учетом расчетного значения коэффициента подачи Q_T к дебиту скважины Q_c , определенному по режиму ее работы, т.е.

$$K_3 = Q_T / Q_c. \quad (6.52)$$

Если при работе насоса без запаса производительности в течение межремонтного периода подача насоса будет непрерывно снижаться, то при наличии запаса она все время или большую часть этого времени поддерживается практически постоянной. Поэтому суммарная добыча нефти при откачке будет больше при откачке с запасом производительности. Однако работа ШСНУ с запасом производительности имеет и отрицательные стороны: возрастают нагрузки на оборудование и его износ, уменьшается КПД установки, увеличиваются вредные инерционные усилия вследствие незаполнения насоса жидкостью. Все эти отрицательные явления возрастают с увеличением коэффициента запаса производительности. В связи с этим очень важен обоснованный выбор значения K_3 .

Система ступенчатого регулирования запаса производительности заключается в том, что в течение межремонтного периода теоретическую производительность наращивают несколько раз – ступенями, так, чтобы поддерживать подачу без снижения в течение большей части межремонтного периода. В следующем МРП работа начинается опять с небольшим запасом производительности с последующим наращиванием его путем увеличения длины хода или числа качаний. Эта система выгоднее, чем система постоянного запаса производительности. Неудобство ее состоит в том, что у современных стандартных станков изменения числа качаний и особенно длины хода представляют довольно трудоемкую операцию.

Наиболее выгодной является система непрерывного регулирования запаса производительности насоса. Однако такая система еще не разработана. Представляется наиболее интересным способ регулирования производительности насоса путем изменения числа оборотов электродвигателя в зависимости от положения динамического уровня жидкости в скважине или от значения давления на приеме насоса. Производительность должна увеличиваться ровно на столько, чтобы поддержать подачу на одном уровне в течение требуемого времени.

Все системы непрерывного регулирования запаса производительности насоса связаны с предупредительным подземным ремонтом основного вида, т.е. со сменой насоса, а к ремонту других видов они не имеют отношения.

Постоянный запас производительности ШГН может создаваться тремя путями: увеличением числа качаний, длины хода, диаметра насоса.

Первые исследования по изучению оптимальной эксплуатации малодобитных скважин путем откачки с запасом

производительности были выполнены А.С. Вирновским, Б.Б. Круманом и М.С. Рустамовым.

Основываясь на исследованиях, выполненных А.С. Вирновским, приведем общий анализ условий применения только постоянного запаса, создаваемого всеми тремя возможными способами (рис. 6.12).

Запас производительности по числу качаний. Напишем уравнение изменения производительности насоса [1] применительно к работе с запасом

$$Q_{\text{зп}}(t) = Q_0^{\text{зп}} \left(1 - \frac{t_i^m}{\dot{Q}_0^m} \right), \quad (6.53)$$

где $Q_{\text{зп}}(t)$ – текущая теоретическая подача насоса, работающего с запасом производительности; $Q_0^{\text{зп}}$ – начальная теоретическая производительность насоса; t_m – межремонтный период работы насоса; $T_{\text{зп}}$ – полная продолжительность работы насоса с запасом производительности.

Принимая во внимание, что запас производительности

$$K_z = Q_{\text{зп}} / Q_0, \quad (6.54)$$

можно написать для случая, когда запас создается числом качаний, следующее соотношение

$$\frac{\dot{Q}_{\text{зп}}}{\dot{Q}} = \sqrt[m]{\frac{Q_0}{Q_{\text{зп}}}} = \sqrt[m]{\frac{1}{K_z}}, \quad (6.55)$$

или

$$T_{\text{зп}} = \dot{Q} \sqrt[m]{\frac{1}{K_z}}. \quad (6.56)$$

Обозначим (см. рис. 6.12) через T_0 – период, в течение которого подача насоса остается неизменной и равной Q_0 . Для определения T_0 подставляем его и соответствующую ему подачу Q_0 в уравнения (6.53) и (6.56) соответственно. После преобразований находим

$$\frac{T_0}{T} = \frac{(K_z - 1)^{1/m}}{K_z^{2/m}}, \quad (6.57)$$

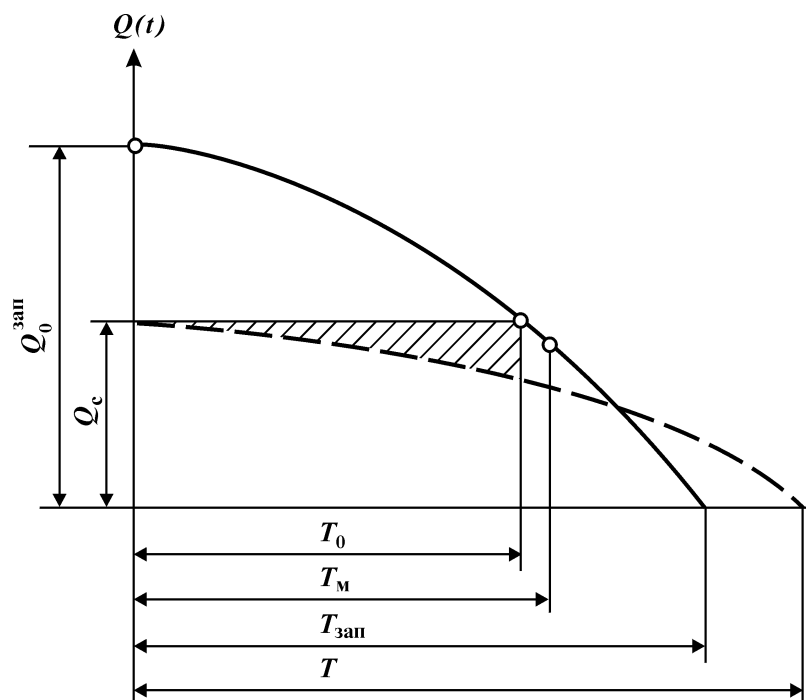


Рис. 6.12. Циклы работы скважины с двойным запасом производительности по числу качаний:

$Q_0^{\text{зап}}$ – начальная производительность насоса с запасом; Q_c – фактический дебит скважины; T – полная продолжительность работы насоса без запаса производительности; $T_{\text{зап}}$ – полная продолжительность работы с запасом; t_m – межремонтный период; T_0 – период работы с постоянной подачей

т.е. отношение периода постоянной по значению подачи к продолжительности полного срока службы насоса, работающего без запаса производительности. Значение T можно принять постоянным для данного насоса.

Взяв производную $\frac{d}{dK_{\zeta}} \left(\frac{\dot{Q}_0}{\dot{Q}} \right)$ и приравняв ее к нулю, получим уравнение

$$\frac{K_{\zeta}^{2/m}}{m} (K_{\zeta} - 1)^{(1-m)/m} - \frac{2}{m} K_{\zeta}^{\frac{2-m}{m}} (K_{\zeta} - 1)^{1/m} = 0. \quad (6.58)$$

Как видно из уравнения (6.58), оптимальное значение K_3 зависит от параметра m , входящего в формулу (6.53) и

характеризующего износ насоса во времени. Исследованиями, приведенными в работе [2], показано, что наиболее часто $m = 2$.

Как показывают расчеты, при $m = 2$ запас производительности $K_3 = 2$.

Значит, если запас взять меньше или больше 2, период работы насоса с постоянной подачей будет меньше, чем при $K_3 = 2$. Подставив это значение в (6.58), получим $T_0 = 0,5T$.

Аналогичным образом А.С. Вирновским получены значения запаса производительности по длине хода

$$T_{\text{зап}} = T \frac{\Psi}{\Psi_{\text{св}}} \sqrt[m]{\frac{1}{K_{\zeta}}}, \quad (6.59)$$

где Ψ , $\Psi_{\text{зап}}$ – параметры функции износа, определяемые по графикам работы [1].

Для запаса по числу качаний

$$\frac{T_0}{T} = \frac{\Psi}{\Psi_{\text{св}}} \frac{(K_{\zeta} - 1)^{1/m}}{K_{\zeta}^{2/m}}. \quad (6.60)$$

Для запаса по диаметру насоса

$$\frac{T_0}{T} = \sqrt[m]{K_{\zeta} - 1}. \quad (6.61)$$

Функция (6.61) не имеет экстремума: по мере увеличения K_3 период постоянной подачи растет и притом очень быстро.

Таким образом, по возрастающей эффективности виды запаса производительности, по А.С. Вирновскому, располагаются следующим образом: по числу качаний, длине хода, диаметру насоса.

6.5. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

При эксплуатации малодебитных скважин на непрерывном режиме затрачивается значительное количество материальных и трудовых ресурсов, электроэнергии, а также увеличивается частота подземных ремонтов. Это все приводит к возрастанию себестоимости добычи нефти. В определенных условиях наступает момент, когда добыча нефти из малодебитной скважины на непрерывном режиме становится экономически нерентабельной.

Большинство малодебитных скважин на объектах ОАО "Оренбургнефть" работает с непрерывной откачкой, а часть фонда переведена на периодическую работу, часто с режимом, не соответствующим оптимальному.

Факторами, определяющими возможность перевода скважины на периодическую эксплуатацию, могут быть: геолого-технологические – режим работы пласта, пластовое давление, дебит жидкости, обводненность добываемой продукции, наличие песка, парафина, аномалии вязкости нефти и т.д.; технико-экономические – степень снижения добычи нефти, частота подземных ремонтов, эксплуатационные расходы.

Одним из важных факторов являются относительное и абсолютное значения снижения текущего дебита скважины при переводе ее с непрерывной на периодическую откачку.

Для удобства дальнейших рассуждений отношение среднего дебита, получаемого при периодической откачке $Q_{\text{пер}}$, к дебиту при непрерывной откачке $Q_{\text{н.п.}}$ обозначим через ϕ , т.е.

$$\phi = Q_{\text{пер}} / Q_{\text{н.п.}} \quad (6.62)$$

Величину ϕ принято называть коэффициентом снижения среднего дебита при переводе скважины с непрерывного режима работы на периодическую откачку.

Выбор скважины для периодической откачки находится в прямой зависимости от частоты ремонтов и стоимости смены насоса в данной скважине, а именно: чем больше частота ремонтов и стоимость каждого ремонта, тем в большей степени скважина подходит для периодической откачки. Для учета этого фактора рекомендуется [102] использовать безразмерный параметр

$$A = C_p / (B_1 T_{\text{из}}),$$

где C_p – стоимость одного подземного ремонта по смене насоса, руб.; B_1 – стоимость скважино-суток эксплуатации при непрерывной работе скважины; $T_{\text{из}}$ – полный срок службы насоса до прекращения подачи вследствие износа, сут. Значение B_2/B_1 меняется в пределах 0,85–0,98 [102]. Конкретное значение можно уточнить для условий каждой скважины.

В связи с тем что смену насоса производят при некотором минимальном коэффициенте подачи, т.е. $\alpha > 0$, вводится параметр $t_m = t_m / T_{\text{из}}$, называемый показателем межремонтного периода при предупредительном подземном ремонте. Здесь t_m – межремонтный период при непрерывной работе скважины, сут. Известно, что среднее значение этого параметра, т.е. t_m , по данным промысловых исследований меняется в пределах 0–1.

Основным экономическим критерием, которым нужно руководствоваться при рассмотрении задачи о целесообразности применения периодической откачки, является индивидуальная себестоимость добычи нефти из рассматриваемой скважины, как синтезирующий экономический показатель [102] определяемый комплексом параметров, т.е.

$$C_{\text{пер}} = f(\varphi, \frac{B_2}{B_1}, \frac{R}{B_1 T_{\text{еэ}}}, \frac{t_i}{T_{\text{еэ}}}, K_3, \frac{t_i}{t_0}, m), \quad (6.63)$$

где $C_{\text{пер}}$ – себестоимость добываемой нефти из данной скважины при периодической откачке, руб./м³; R – стоимость одного подземного ремонта по смене ШГН, руб.; K_3 – запас производительности насоса; m – показатель степени в уравнении подачи насоса [2, 102]

$$Q(t) = Q_0 - bt^m, \quad (6.64)$$

здесь b – постоянное, зависящее от условий работы и конструкции насоса (размерное).

По промысловым данным показатель степени m варьирует в довольно широких пределах: от 1 до 3. Однако чаще всего значение m достигает значения, близкого к 2.

Переменные, входящие в уравнение (6.63), являются безразмерными величинами, и само уравнение для рассматриваемой задачи называется критериальным.

Себестоимость нефти при периодической откачке необходимо сравнить с себестоимостью нефти при непрерывной откачке, определяемой функцией

$$C_{\text{н п}} = \psi \left(\frac{R}{B_1 T_{\text{еэ}}}, \frac{t_i}{T_{\text{еэ}}} \right). \quad (6.65)$$

Перечисленные в критериальных уравнениях (6.63) и (6.65) переменные задаются условиями эксплуатации, техническими и экономическими обстоятельствами добычи нефти.

Влияние величины φ на себестоимость $C_{\text{пер}}$ вполне очевидно: с увеличением φ потери в текущей добыче снижаются и, следовательно, уменьшается себестоимость $C_{\text{пер}}$, т.е. связь между этими параметрами монотонная.

С увеличением же $t_m/T_{\text{из}}$ издержки при периодической откачке растут, а добыча в некоторых случаях при непрерывной откачке снижается, т.е. учащение ремонтов приводит к росту расходов.

Основным условием целесообразности перевода скважин с непрерывной на периодическую откачку, как было указано

выше, является то, что себестоимость нефти $C_{\text{пер}}$ не должна быть выше, чем $C_{\text{нп}}$, т.е.

$$C_{\text{пер}}/C_{\text{нп}} \leq 1 \quad (6.66)$$

при приемлемых значениях потерь в добыче нефти.

Таким образом, зная величины, входящие в уравнения (6.63) и (6.65), до перевода скважины на периодическую работу, можно ответить на вопрос: целесообразен ли, с технико-технологической и экономической точки зрения, перевод малодебитной скважины на периодический режим работы или нет. При этом если при заданных значениях параметров ϕ , B_2/B_1 , $C_p/B_1T_{\text{из}}$ и $t_m/T_{\text{из}}$ себестоимость нефти получается выше пунктира (рис. 6.13) или на нем, то периодическая откачка целесообразна, в противном случае, т.е. ниже пунктира, перевод на периодическую откачку невыгоден.

При решении задач о переводе малодебитных скважин на периодическую откачку следует обратить внимание еще на одно обстоятельство. Многочисленными исследованиями установлено, что пластовые нефти, содержащие в своем составе повышенное количество асфальтенов и смол [33, 54, 117], обладают структурно-механическими свойствами. Их фильтрация в пласте, а также движение в скважине сопровождаются отклонениями от законов Ньютона и Дарси. Такие нефти принято называть аномально вязкими или неньютоновскими, так как их вязкость и подвижность являются переменными величинами, зависящими от градиента давления. Аномалии вязкости нефти оказывают заметное влияние на приток жидкости в скважину.

Исследованиями также показано, что аномалии вязкости и структурно-механические свойства становятся заметными при массовом содержании асфальтенов в составе нефти более 1 %. С увеличением концентрации асфальтенов свыше 5 % (по массе) аномально вязкие свойства нефтей выражены весьма сильно.

По данным ряда авторов [33, 54, 117 и др.], нефти залежей, приуроченных к продуктивным пластам карбона и девона, обладают заметными аномалиями вязкости. Эффективная вязкость этих нефтей при малых напряжениях сдвига может в несколько раз превышать вязкость нефти с полностью разрушенной структурой.

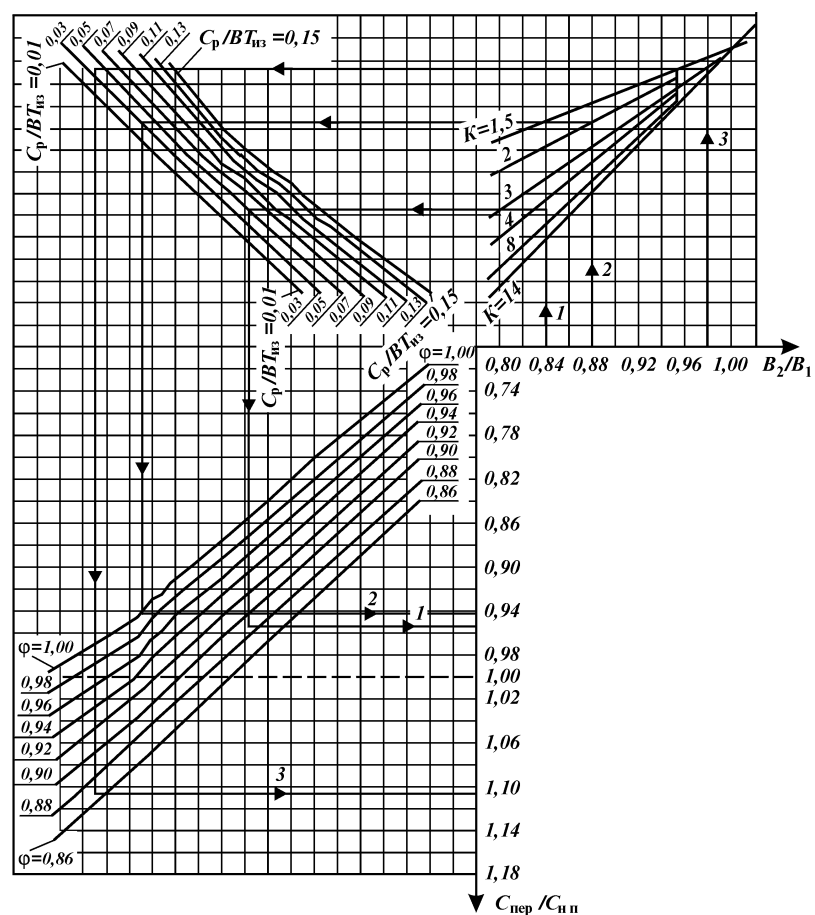


Рис. 6.13. Номограмма для определения отношения $C_{\text{пер}}/C_{\text{н п}}$ [102]

Аномальные нефти обладают и тиксотропными свойствами, т.е. способностью упрочнять свои структуры во времени. Исследованиями В.В. Девликамова, Т.Ф. Салимгареева показано, что в условиях лабораторного эксперимента происходит тиксотропное упрочнение структуры нефти во времени после прекращения движения (фильтрации). При этом к моменту полного восстановления структуры эффективная вязкость увеличивается многократно.

Если учесть, что после остановки скважины в пласте происходит процесс перераспределения давления и значения

градиента давления, а скорости фильтрации нефти уменьшаются, то аномалии вязкости должны влиять на приток и состав жидкости как в процессе накопления, так и при откачке.

Промысловые исследования, выполненные З.А. Хабибуллиным с соавторами [166] на различных месторождениях, показали, что после пуска простаивающей скважины, в нашем случае после накопления жидкости, в течение некоторого времени наблюдается увеличение содержания воды в добываемой жидкости по сравнению с непрерывным режимом работы.

Характерная кривая изменения обводненности продукции скв. 310 Сергеевского месторождения при изменении режима работы приведена на рис. 6.14, из которого видно, что содержание воды в жидкости при периодическом режиме эксплуатации меняется в весьма широком диапазоне. Столь существенное изменение содержания воды определяется гравитационным разделением нефти и воды и влиянием аномалии вязкости нефти на приток жидкости после остановки и пуска скважины.

Здесь было показано, что после перехода от периодической откачки на непрерывный режим происходит постепенное

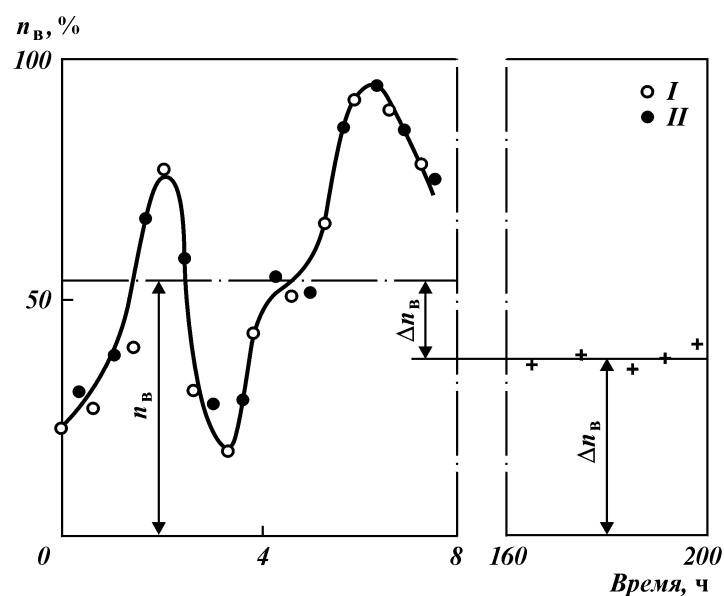


Рис. 6.14. Динамика содержания воды в продукции скв. 310 Сергеевского месторождения при периодической и непрерывной эксплуатации. Периоды откачки жидкости:

I — первый; II — второй; n_v — обводненность откачиваемой жидкости

уменьшение обводненности жидкости до стабильного значения в течение 1–3 сут.

Таким образом, проявление аномалий вязкости нефти может вызвать дополнительные потери в добыче нефти за счет увеличения средней обводненности добываемой жидкости после перевода скважины на периодическую откачку.

ОБОСНОВАНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПЕРИОДА НАКОПЛЕНИЯ И ОТКАЧКИ ЖИДКОСТИ

Проектирование рациональной эксплуатации малодебитной скважины путем периодической откачки сводится к установлению оптимальных периодов простоя (накопления) t_n и откачки t_o , производительности насосной установки, обеспечивающих получение максимально возможного количества нефти, экономии электроэнергии и уменьшения затрат на подземный ремонт скважины.

Методика определения периодов накопления и откачки должна основываться на использовании кривых восстановления давления на забое скважины после прекращения откачки с учетом особенностей условий притока пластовых флюидов. Исходными параметрами, определяющими результаты расчетов, являются коэффициент продуктивности скважины при линейном законе фильтрации или постоянные, входящие в уравнения притока в случае нелинейной зависимости дебита скважины от депрессии на пласт. На характер изменения динамического уровня жидкости в скважине в период накопления существенное влияние оказывают такие параметры, как пластовое давление, забойное давление перед остановкой скважины на накопление жидкости, диаметр обсадной колонны и др.

Чем выше пластовое давление и меньше дебит скважины, тем целесообразнее и выгоднее применение периодической откачки. Чем меньше коэффициент продуктивности скважины, тем в большей степени она подходит к периодической откачке.

Перевод на периодическую работу малодебитной скважины с сравнительно высоким коэффициентом продуктивности при низком пластовом давлении может привести к значительным потерям нефти, и, следовательно, перевод скважины на периодическую откачку нецелесообразен.

Увеличение площади кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и НКТ при прочих равных условиях оказывает благоприятное влияние на периодическую откачку.

Установлено, что чем больше период накопления при заданном значении потерь в текущей добыче, тем больше экономия электроэнергии и меньше износ оборудования.

Обоснованию оптимальных значений t_n и t_o посвящены труды А.С. Вирновского, А.Н. Адонина, О.С. Татейшвили, М.Н. Писарика, Л.С. Каплана и др.

Время накопления жидкости определяется для линейного закона притока жидкости в скважину в соответствии с работами [35, 102] по формуле

$$t_n = \frac{F_k}{K} \ln(2\phi - 1), \quad (6.67)$$

где t_n – оптимальное значение продолжительности накопления жидкости, ч; F_k – площадь сечения кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ, м²; K – коэффициент продуктивности скважины, м³/(ч·м); ϕ – коэффициент снижения среднего дебита при периодической откачке по сравнению с непрерывной.

Продолжительность периода накопления t_n для квадратичного закона притока рекомендуется [35, 102] определять по формуле

$$t_n = 4F_k \frac{L_{d1}}{Q_{ii}} (1 - \phi), \quad (6.68)$$

где L_{d1} – снижение динамического уровня жидкости в скважине от статического уровня до приема насоса, м; Q_{ii} – дебит скважины при непрерывной откачке, м³/ч.

Для расчета времени накопления жидкости при гравитационном режиме работы пласта рекомендуется пользоваться формулой Вирновского – Адонина [102]

$$t'_n = \frac{F_k L_{d1}}{Q_{ii}} \operatorname{arctg} \sqrt{2(1 - \phi)}. \quad (6.69)$$

При режиме растворенного газа в пласте рекомендуется [102] пользоваться формулой М.Н. Писарика, т.е.

$$t'''_n = 2,80 \frac{V}{Q_{ii}} \frac{\delta_{ie} - \delta_{ii}}{\psi \lg \frac{R_e}{r_c}}, \quad (6.70)$$

где V – объем 1 м межтрубного пространства, л; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $p_{но}$ – давление на приеме насоса в конце периода откачки, МПа; ψ – коэффициент гидродинамического

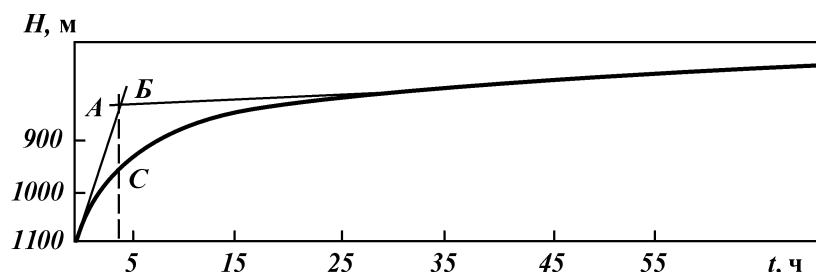


Рис. 6.15. График восстановления уровня жидкости в скважине в период накопления:

A, B – касательные; C – интервал интенсивного приращения уровня

совершенства скважины; R_k – радиус контура питания пласта, м; r_c – радиус скважины, м.

Ввиду затруднительности определения коэффициента ψ , его можно считать равным 1.

В период работы насоса откачивается не только накопившаяся за время остановки скважины жидкость, но и та жидкость, которая поступает в скважину из пласта в процессе откачки. Формула для расчета продолжительности откачки, справедливая для любого закона притока жидкости в скважину, предложена А.С. Вирновским

$$t_{от} = t_n \frac{\Phi}{K_\zeta - \Phi}, \quad (6.71)$$

где

$$K_\zeta = \alpha_n \frac{Q_{\infty}}{Q_{it}}; \quad (6.72)$$

α_n – коэффициент подачи нового насоса.

Продолжительность цикла работы скважины

$$T = t_n + t_o. \quad (6.73)$$

Следует отметить, что все задачи периодической эксплуатации А.С. Вирновским и другими исследователями изучены для скважин, добыча нефти из которых исчислялась килограммами, глубина скважин составляла не более 1000 м, обводненность скважин незначительна. Получение некоторых данных, например подачи Q_{np} , не могло быть осуществлено из-за отсутствия соответствующего оборудования.

Существует также упрощенный метод определения времени накопления по расчетной кривой восстановления уровня

жидкости в период накопления (рис. 6.15) [82]. В качестве исходных выбирают точки, соответствующие началу выполаживания линий уровней, т.е. точку пересечения касательных A и B .

РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ НАКОПЛЕНИЯ И ОТКАЧКИ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

Наиболее обоснованным для определения t_n и t_o является использование кривых изменения уровня жидкости в скважине (забойного давления) после прекращения откачки жидкости. С большой достоверностью можно считать, что погружение насоса под динамический уровень в момент остановки насоса равно нулю. Исходя из этих условий рассмотрим задачу поиска оптимальных значений времени накопления и откачки, а также производительности ШГН.

Пусть скважина глубиной H характеризуется коэффициентом продуктивности K , фильтрация жидкости подчиняется линейному закону Дарси, забойное давление в конце периода откачки равно p_{co} , глубина подвески насоса L_n , диаметр обсадной колонны D , а наружный диаметр НКТ d_n , пластовое давление p_n и соответствующий статический уровень жидкости в скважине $L_{ст}$.

Считая процесс притока жидкости в скважину в данный момент времени установившимся, формулу дебита можно записать в виде

$$Q(t) = K(p_n - p_c(t)). \quad (6.74)$$

Как видно из формулы, $Q(t)$ уменьшается во времени, так как в процессе накопления жидкости происходит рост забойного давления.

Выражая приток жидкости за время Δt через $\Delta \Phi$ и значения давления через соответствующие уровни жидкости в скважине, уравнение (6.74) можно записать в виде

$$F \frac{\Delta H}{\Delta t} = \frac{2\pi kh \rho g}{\mu} \frac{[H_{\text{е}} - H_c(t)]}{\ln\left(\frac{R_{\text{е}}}{r_c}\right)}, \quad (6.75)$$

где F – площадь сечения обсадной колонны за вычетом объема металла НКТ; H_k – высота статического столба жидкости, соответствующая текущему значению пластового давления в районе рассматриваемой скважины и определяемая по

замеренному статическому уровню; $H_c(t)$ – расчетная высота столба жидкости в стволе скважины к данному моменту времени.

Используя уравнение при известном значении коэффициента продуктивности K , можно рассчитать основные характеристики процесса восстановления уровня жидкости в скважине, построить график изменения притока жидкости во времени и определить значение потерь в добыче нефти в зависимости от продолжительности времени накопления t_n .

Расчеты ведутся в следующей последовательности.

1. Задается приращение времени накопления Δt_1 .

2. Считая, что в течение небольшого времени Δt_1 динамический уровень остается неизменным, рассчитывается объем накопленной жидкости ΔQ за время Δt по формуле

$$\Delta Q_1 = K(H_k - H_{c0})\rho g \Delta t, \quad (6.76)$$

где H_{c0} – высота столба жидкости в скважине, равная $(H - L_n)$.

3. По полученному значению ΔQ определяется приращение столба жидкости по формуле

$$\Delta H_1 = \frac{4\Delta Q_1}{\pi(D^2 - d_i^2)\delta}, \quad (6.77)$$

где D – внутренний диаметр обсадной колонны; d_n – диаметр НКТ; δ – толщина стенок НКТ.

4. Рассчитывается высота столба жидкости в скважине в конце заданного интервала времени по формуле

$$H_1 = H_{c0} + \Delta H_1. \quad (6.78)$$

Потери в притоке жидкости за время Δt_1 по допускаемым условиям решения этой задачи будут равны нулю.

5. Задается приращение времени Δt_2 . Следует отметить, что чем меньше значения задаваемых интервалов времени, тем точнее будут и результаты расчетов.

6. Подставляя в формулу (6.76) вместо H_{c0} значение столба жидкости, соответствующего концу первого интервала H_1 , рассчитывается объем накопленной жидкости за время Δt_2 по формуле

$$\Delta Q_2 = K(H_k - H_{c1})\rho g \Delta t_2. \quad (6.79)$$

7. Находится приращение высоты столба жидкости в скважине за время Δt_2 из выражения

$$\Delta H_2 = \frac{4\Delta Q_2}{\pi(D^2 - d^2)} . \quad (6.80)$$

8. Рассчитывается высота столба жидкости в скважине в конце интервала времени Δt_2 по формуле

$$H_2 = H_{c1} + \Delta H_2. \quad (6.81)$$

9. Определяется средний дебит скважины $\bar{Q}_2$ за время $\Delta t_1 + \Delta t_2$ из выражения

$$\bar{Q}_2 = (\Delta Q_1 + \Delta Q_2) / (\Delta t_1 + \Delta t_2). \quad (6.82)$$

10. Зная средний дебит скважины, рассчитывают потери в притоке жидкости Q_{Π} к концу второго интервала времени

$$Q_{\Pi} = (Q_1 - \bar{Q}_2)(\Delta t_1 + \Delta t_2), \text{ м}^3$$

или

$$Q_{\Pi} = \frac{Q_1 - \bar{Q}_2}{Q_1} 100 \%. \quad (6.83)$$

Текущее время накопления к концу второго расчетного интервала $t_{н2} = \Delta t_1 + \Delta t_2$.

Искомое значение времени накопления определяется исходя из допустимых потерь в добыче жидкости при периодической откачке по сравнению с непрерывным режимом работы скважины $Q_{\Pi \text{ доп}}$, т.е. $Q_{\Pi} \leq Q_{\Pi \text{ доп}}$.

Таким образом, последовательность расчетов сводится к следующему.

1. Задать значения интервалов времени Δt_i ($i = 1, 2, 3 \dots$).
2. Рассчитать накопление жидкости за время Δt_i

$$\Delta Q_i = K(H_K - H_{ci-1})\rho g. \quad (6.84)$$

3. Определить приращение высоты столба жидкости в скважине

$$\Delta H_i = \frac{4\Delta Q_i}{\pi(D^2 - d^2)} . \quad (6.85)$$

4. Рассчитать высоту столба жидкости в конце заданного интервала Δt_i

$$H_{ci} = H_{ci-1} + \Delta H_i. \quad (6.86)$$

5. Определить средний дебит скважины за время накопления t_{ni}

$$\bar{Q}_i = \frac{\sum_1^n \Delta Q_i}{\sum_1^n \Delta t_i}. \quad (6.87)$$

6. Рассчитать потери в притоке жидкости к концу i -го интервала времени

$$Q_{ni} = (Q_1 - \bar{Q}_i) \sum_1^n \Delta t_i, \text{ м}^3$$

или

$$\bar{Q}_{i_i} = \frac{Q_1 - \bar{Q}_2}{Q_1} 100 \%. \quad (6.88)$$

7. Сравнить значения Q_{ni} с допустимыми потерями в добыче жидкости $Q_{п \text{ доп}}$. Если $Q_{ni} \geq Q_{п \text{ доп}}$, то рассчитывают оптимальное время накопления жидкости в скважине при работе на периодическом режиме

$$t_n = \sum_1^n \Delta t_i. \quad (6.89)$$

Следует отметить, что процесс накопления жидкости после прекращения закачки характеризуется не только перераспределением давления, но и перераспределением плотности жидкости – происходит интенсивное разделение воды и нефти в стволе и пласте.

Многочисленные промысловые исследования [81, 82, 165 и др.] показали, что содержание воды в выведенной из проста скважине в первоначальный момент максимально и лишь через некоторое время оно достигает минимального значения $n_{во}$, причем обводненность в конце периода может быть выше среднего значения обводненности в той же скважине, работавшей ранее на непрерывном режиме.

Причина такой закономерности состоит в том, что в первый период работы насоса идет откачка отделившейся воды, находящейся ниже водораздела, затем к приему подтягивается нефть, уменьшая тем самым долю воды в жидкости.

Время выхода скважины на режим зависит от значения первоначальной обводненности и более продолжительно для скважин с большей обводненностью.

Все эти явления способствуют потере в добыче нефти из-за остановки скважины.

Продолжительность времени откачки t_o необходимо определить из условия максимально допустимых потерь в добыче жидкости за время работы насоса и в целом за цикл. Естественно, чем больше производительность насоса, тем меньше продолжительность времени откачки и потерь в добыче жидкости и нефти.

При запуске насоса идет интенсивная откачка жидкости. В первоначальный момент времени уровень жидкости имеет максимальное значение (столб жидкости максимальный). Затем по мере уменьшения столба жидкости в затрубном пространстве и, следовательно, давления на приеме насоса создаются следующие условия: увеличивается количество газа, поступающего в насос, уменьшается количество жидкости, поступающей в насос, увеличивается высота подъема жидкости.

В общем случае оптимальное время откачки в основном зависит от трех факторов: от расчетной производительности, среднего коэффициента подачи насоса и средней интенсивности притока жидкости из пласта за время откачки, т.е.

$$t_o = f(Q_p, \alpha_{cp}, Q_{cp}). \quad (6.90)$$

Расчетная производительность насоса зависит от диаметра насоса и режима работы СК. Очевидно, варианты расчетов выполняются для разных d_n , α_{cp} , S и n . Средний дебит скважины за время откачки $Q_{п}^o$ можно принять равным среднему дебиту скважины в период накопления жидкости (6.75) и изменения столба жидкости от H_o до $H_{сп}$. Здесь $H_{сп}$ – высота столба жидкости в скважине в конце периода откачки (6.74).

$$\overline{Q}_i = \frac{Q_i - Q_1}{Q_1} 100 \%. \quad (6.91)$$

Общий объем жидкости, откачиваемой насосом за время t_o

$$Q_{общ} = \overline{Q}_i t_o + F_k(H_{сп} - H_{co}). \quad (6.92)$$

Накопленная подача жидкости насосом за это же время

$$Q_{нас} = 47 l d_n^2 S n \alpha_{cp} t_o. \quad (6.93)$$

Из условия равенства выражений (6.92) и (6.93) получим

$$t_o = \frac{F_k(H_{сп} - H_{co})}{47 l d_n^2 S n \alpha_{cp} - \overline{Q}_i}. \quad (6.94)$$

В расчетной формуле приняты следующие единицы измерения: F_K , м²; $H_{c\text{ п}}$, $H_{c\text{ о}}$, м; d_n , м; S , м; n , мин⁻¹.

Следует отметить, что средние дебиты скважины из условия решения задачи при накоплении и откачке равны между собой. Поэтому, подставляя значение $Q_{\text{п}}$ из формулы (6.75) и считая, что

$$t_{\text{нак}} = \sum_1^n \Delta t_i, \text{ а } \sum_1^n \Delta Q_i = F_K(H_{c\text{ п}} - H_{c\text{ о}}), \text{ получим формулу для}$$

расчета

времени откачки при заданном значении потерь в добыче жидкости

$$t_o = \frac{F_e(\dot{I}_{\text{н\bar{т}}} - \dot{I}_{\text{н\bar{и}}})}{47 l d_i^2 S n \alpha_{\text{н\bar{о}}} - \frac{F_e(\dot{I}_{\text{н\bar{т}}} - \dot{I}_{\text{н\bar{и}}})}{t_{i\text{ а\bar{е}}}}} \quad (6.95)$$

При расчетах времени откачки средний коэффициент подачи насоса следует принять как среднее арифметическое между максимальным и минимальным значениями (в начале откачки $\alpha_{\text{max}} = 0,7$ и конце $\alpha_{\text{min}} = 0,2$).

Общая продолжительность цикла

$$T_{\text{ц}} = t_{\text{нак}} + t_o. \quad (6.96)$$

Перевод малодебитных скважин в режим периодической откачки является существенным резервом повышения технико-экономических показателей добычи нефти. Это позволяет сократить общее число текущих ремонтов по промыслу и затраты на них, увеличить межремонтный период эксплуатации, обеспечить значительную экономию электроэнергии, уменьшить потребность во внутрискважинном оборудовании. При соответствующем подходе к подбору оборудования и технологического режима может быть сохранен и даже увеличен дебит скважины, эксплуатирующейся в режиме периодической откачки, по сравнению с дебитом при непрерывном режиме.

Режим периодической откачки применяется в основном из-за дефицита насосного оборудования малой производительности. На практике процесс перевода на данный режим проводится следующим образом. При падении дебита скважины поэтапно снижается теоретическая подача насоса уменьшением его диаметра, длины хода и числа качаний. Если данные мероприятия не позволяют обеспечить надежную работу оборудования (исключить износ устьевого сальника и излив нефти на устье скважины), то скважина переводится на периодический режим эксплуатации. Как правило, при этом

сохраняется достигнутая, предельно низкая подача насоса. Такой подход при выборе параметров работы насосного оборудования существенно снижает дебит скважины. В результате сложилось не всегда оправданное представление о том, что при эксплуатации скважин в режиме периодической откачки снижается дебит вследствие большой длительности периода откачки насосным оборудованием малой производительности.

Для сохранения дебита в скважины, работающие в режиме периодической откачки, необходимо устанавливать насосное оборудование, производительность которого в несколько раз превышает дебит скважины, для извлечения накопившейся в скважине нефти в минимальные сроки. Кроме того, дебит скважины, работающей в периодическом режиме, значительно зависит от положения нижнего уровня жидкости в затрубном пространстве. Достигаемое нижнее крайнее положение уровня жидкости в межтрубном пространстве определяется соотношением притока жидкости из пласта и подачей насоса, которая в основном также зависит от теоретической производительности насосной установки.

Естественно, у периодического способа есть как недостатки, так и рациональная область применения. В частности, при остановке скважины, эксплуатирующей совместно несколько пластов, различающихся высокой гидропроводностью, может возрастать обводненность. Кроме того, при добыче высокосмолистых нефтей за счет тиксотропного упрочнения структуры в период накопления может снижаться добыча нефти. В нормальных условиях эксплуатации перевод малопродуктивных скважин в режим периодической откачки дает значительную экономию.

Некоторый опыт эксплуатации скважин в режиме периодической откачки накоплен в НГДУ "Бузулукнефть". Анализ полученных данных подтверждает приведенные положения. Для сопоставительного анализа межремонтного периода была выбрана специально группа скважин, проработавших как в периодическом, так и в непрерывном режиме последние три года. Результаты свидетельствуют о том, что перевод в периодический режим позволяет значительно увеличить межремонтный период эксплуатации скважин (табл. 6.8). По данным А. Бюфор Нили и О. Толберта (США), перевод скважин в режим периодической откачки сокращает потребление электроэнергии на 20 %, объем работ по спуску-подъему оборудования на 25 % и увеличивает добычу на 1–4 %.

Таблица 6.8

Характеристика МРП малодебитных скважин НГДУ "Бузулукнефть"

Номер скважины	Режим эксплуатации скважины	Число режимов	МРП, сут	Режим эксплуатации скважины	Число режимов	МРП, сут	Режим эксплуатации скважины	Число режимов	МРП, сут
	1-й год наблюдений			2-й год наблюдений			3-й год наблюдений		
343	ПР	–	365	НР	4	73	ПР	–	365
259	ПР	–	365	НР	3	91	ПР	–	365
1748	НР	–	365	НР	1	182	ПР	–	365
247	ПР	–	365	НР	1	182	ПР	–	365
208	НР	1	182	НР	–	365	ПР	–	365
324	НР	–	365	ПР	–	365	ПР	–	365
1875	НР	4	73	НР	–	365	ПР	–	365
1540	ПР	2	122	НР	–	365	НР	–	365
1550	ПР	–	365	НР	–	365	НР	–	365
251	ПР	–	365	НР	–	365	НР	–	365
352	ПР	1	182	НР	–	–	НР	–	–
401	ПР	1	182	ПР	–	365	НР	–	365
1513	ПР	2	122	НР	–	365	НР	–	365
1516	ПР	1	182	НР	3	91	НР	1	182
1623	ПР	1	182	НР	–	365	НР	–	365
265	ПР	–	365	НР	1	182	НР	–	365

Примечание: ПР – периодическая работа; НР – непрерывная работа.

Для контроля за работой ШСНУ в малодебитных скважинах и изучения характера изменения динамического уровня жидкости в кольцевом пространстве в период накопления и откачки на промыслах в достаточно большом объеме проводятся работы по динамометрированию ШСНУ и отбивке динамических уровней. Анализ результатов многочисленных определений показал следующее.

1. Дебит скважин в процессе откачки изменяется от $Q_{\max}$ до $Q_{\min}$, что также отображает вполне логичную закономерность для данной категории скважин.

2. Темп падения дебита в процессе откачки усиливается по мере уменьшения значения погружения насоса под уровень. Это объясняется снижением давления на приеме, усиливающейся сепарацией газа и, как следствие, резким снижением коэффициента подачи.

3. Изменение динамического уровня в процессе откачки носит логичный характер и одинаково практически для всех исследуемых скважин. Повышенный темп падения уровня наблюдается в первый период откачки, что объясняется высоким

давлением на приеме и лучшими условиями заполнения цилиндра.

4. Нагрузка в ТПШ в начале откачки растет за счет наполнения НКТ жидкостью и подъема штанг и жидкости, затем идет снижение нагрузки за счет утечки жидкости из НКТ.

5. Нормальная работа скважин (полное заполнение цилиндра) отражается классическим графиком – динамограммой (рис. 6.16, *а*), форма которой начинает меняться при частичном, а затем полном незаполнении (рис. 6.16, *б*, *в*, *г*). При этом, чем ниже уровень, тем больше линия *СДА* по форме начертания приближается к линии *АВС*, отображающей изменение нагрузки при ходе вверх. Интерпретация динамограмм указывает на возможное полное совпадение нагрузок при ходе вверх и вниз по причине частичного или полного незаполнения насоса из-за наличия газа.

Эффект ярко выражен при снижении динамического уровня до глубины подвески (см. рис. 6.16, *г*).

6.6. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТАЛЬНЫХ ЛЕНТ В СОСТАВЕ КОЛОННЫ ШТАНГ НА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ

Одним из возможных способов улучшения условий работы малодебитных скважин с применением ШСНУ является использование в составе колонны штанг специальной стальной ленты, выпускаемой в ОАО "Оренбургнефть" для укомплектования длинноходовых насосных установок.

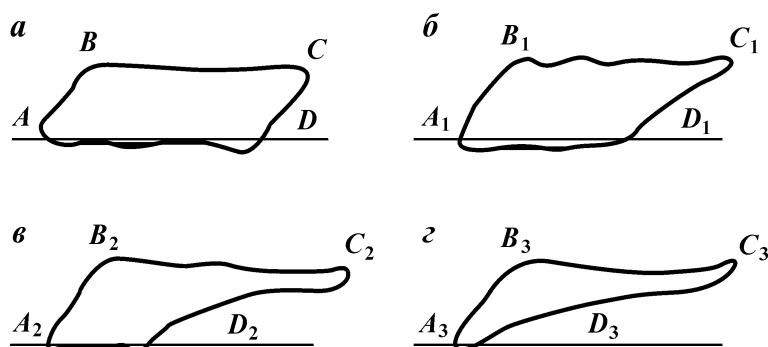


Рис. 6.16. Динамограммы ШСНУ периодически работающей скважины, снятые в процессе откачки:

а – в начале откачки; *б*, *в* – в интервале времени откачки; *г* – в конце откачки

Применение стальной ленты вместо штанг позволяет уменьшить нагрузку на головку балансира станка-качалки, так как масса 1 м ленты в воздухе составляет примерно 1 кг, а масса 1 м штанговой колонны диаметром 19 мм – 3 кг.

При этом уменьшаются деформация колонны штанг, удельный расход электроэнергии на подъем продукции скважины на дневную поверхность.

Промысловые эксперименты по изучению возможности замены части колонны штанг стальной лентой и оценке эффективности этого мероприятия были проведены на скв. 918 и 921 Покровского месторождения.

Результаты исследований приведены в табл. 6.9.

Видно, что происходит уменьшение нагрузок на головку балансира при использовании стальной ленты в составе штанговой колонны, хотя подача насосов НН2Б-44 практически осталась на прежнем уровне. Снижение нагрузки на головке балансира станков-качалок привело к уменьшению потребляемой энергии в расчете на 1 т поднимаемой жидкости в среднем 1,0–1,6 кВт·ч/т.

По данным динамометрирования установлено, что использование ленты позволяет уменьшить массу колонны на 1900 кг, и нагрузки при ходе вверх и вниз комбинированной колонны намного ниже, чем при использовании только штанг.

При проведении исследований выяснилось, что работа на термообработанной ленте в составе штанговой колонны не обеспечивает нужную долговечность ленты. Это связано с тем, что станок-качалка делает за сутки 7200 циклов при 5 кач/мин, а длинноходовая насосная установка с ленточным механизмом подъема, которая используется в ОАО "Оренбургнефть", 100–200 циклов за сутки.

Термообработанная лента выдерживает 400 000 циклов нагружения и более. Нагружение меняется от 5 до 9 т.

Таблица 6.9

**Результаты промысловых исследований эффективности использования
стальной ленты в составе колонны штанг на Покровском месторождении**

Номер опыта	Компоновка подземного оборудования	Динамичес- кий уровень, м	Максимальная нагрузка на головку балансира, кН	Удельный расход электроэнерг ии, кВт·ч/т
	Скв. 918			
1	НСН-44, 156 штанг диаметром 19 мм, глубина подвески насоса 1248 м	840	4220	4,34
2	То же	330	4104	3,64
3	"	340	3988	4,48
4	НСН-44, 20 штанг диаметром 19 мм, лента 4С44 – 970 м, 4 штанги диаметром 19 мм, глубина подвески насоса 1162 м	730	3534	2,71
	Скв. 921			
1	НСН-44, 92 штанги диаметром 19 мм, 50 штанг диаметром 22 мм, общая глубина подвески насоса 1150 м	354	5530	–
2	НСН-44, 92 штанги диаметром 19 мм, 52 штанги диаметром 22 мм	210	4490	–
3	НСН-44, 20 штанг диаметром 19 мм, лента 4С44, глубина спуска насоса 906 м, 10 штанг диаметром 22 мм	380	2162	–

Если такую ленту поставить на скважину, периодически эксплуатирующуюся в режиме периодической откачки (12 ч в работе, 12 ч на накоплении), то лента отработает на скважине 111 сут. При других режимах откачки лента в составе комбинированной колонны отработает до 350 сут. Учитывая, что ремонт скважины по замене плунжера происходит очень быстро, можно сделать следующие выводы:

1. Применение ленты в составе штанговой колонны позволяет снизить нагрузку на головку балансира, как следствие, уменьшить удельный расход электроэнергии на 1 т добываемой жидкости.
2. Потеря длины хода плунжера при применении сматываемой штанги сопоставима с потерями длины хода плунжера при применении обычных штанг.
3. Использование сматываемой ленты в составе штанговой колонны позволит снизить стоимость подвески.