

1

ВЫБОР СПОСОБОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ



1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ РАБОТЫ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

Подъем жидкости с забоя скважины на дневную поверхность происходит за счет энергии двух видов – естественной энергии пласта и энергии, подаваемой в скважину тем или иным способом с дневной поверхности. Если подъем нефти или газожидкостной смеси (нефти, воды и газа) происходит только за счет природной или искусственно поддерживаемой пластовой энергии, то такой способ эксплуатации скважин называется фонтанным. Обычно этот способ добычи нефти применяют в начальный период разработки нефтяной залежи, когда пластовое давление достаточно большое и к забоям скважин поступает безводная или малообводненная нефть. Использование его возможно и на более поздней стадии при искусственном поддержании пластового давления. Фонтанный способ добычи нефти является наиболее экономичным. Однако его реализация существенно зависит от продуктивности пласта и свойств пластовой нефти, таких как плотность, вязкость, давление насыщения нефти газом, газосодержание и др.

Газожидкостная смесь, пройдя через специальное устьевое оборудование, попадает в замерные устройства, промысловые трубопроводы, сепарационные установки и промысловые сооружения по сбору и подготовке нефти, газа и воды. Чтобы обеспечить движение смеси в промысловых трубопроводах, на устье скважины поддерживают необходимое противодействие. На основании изложенного можно составить следующий энергетический баланс (рис. 1.1)

$$W_{\text{п}} + W_{\text{н}} = W_1 + W_2 + W_3, \quad (1.1)$$

где $W_{\text{п}}$ – энергия, поступающая из пласта; $W_{\text{н}}$ – энергия, подаваемая с поверхности; W_1 – энергия, затраченная на подъем жидкости и газа с забоя до устья скважины; W_2 – энергия, расходуе-

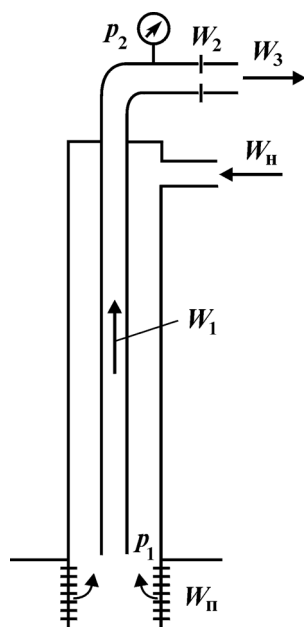


Рис. 1.1. Баланс энергии в скважине

мая газожидкостной смесью при движении через устьевое оборудование (штуцеры); W_3 – энергия, уносимая струей жидкости и газа за пределы устья скважины.

На забое скважины жидкость и газ обладают потенциальной энергией. Количество этой энергии определяется энергией жидкости $W_{\text{ж}}$ и газа $W_{\text{г}}$. Потенциальная энергия (в Дж), затрачиваемая для совершения работы по подъему 1 т жидкости на некоторую высоту h от забоя скважины [1, 2, 3 и др.],

$$W_{\text{ж}} = 1000hg = 9,81 \cdot 10^3 h. \quad (1.2)$$

Если высоту подъема жидкости h выразить через забойное давление $p_{\text{с}}$, то получим

$$h = (p_{\text{с}} - p_0) / \rho_{\text{ж}} g, \quad (1.3)$$

где p_0 – атмосферное давление, Н/м²; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Тогда

$$W_{\text{ж}} = 10^3 (p_{\text{с}} - p_0) / \rho_{\text{ж}}. \quad (1.4)$$

Энергия свободного газа при изотермическом процессе его расширения

$$W_{\text{г}} = \Gamma'_0 p_0 \ln \frac{p_{\text{с}}}{p_0}, \quad (1.5)$$

где Γ'_0 – объем газа, поступающего к забою скважины в свободном виде с 1 т жидкости, м³.

В уравнении (1.5) величина Γ'_0 измеряется при атмосферном давлении и средней температуре в стволе скважины. При давлении, равном $p_{\text{с}}$, в каждой тонне нефти содержится какое-то количество растворенного газа, который будет выделяться из раствора по мере понижения давления к устью скважины. Этот газ также обладает некоторым запасом энергии, которую обозначим W_0 . Таким образом, потенциальная энергия (в Дж), которой обладают жидкость и газ на забое скважины,

$$W_{\pi} = 10^3 (p_c - p_0) + \Gamma_0 p_0 \ln \frac{p_c}{p_0} + W_0. \quad (1.6)$$

Эта энергия не вся используется для подъема жидкости, так как на устье имеется некоторое противодействие p_2 . Тогда энергия газожидкостной смеси W_1 , расходуемой на подъем 1 т жидкости при изменении давления от p_c до p_2 ,

$$W'_{\pi} = 10^3 (p_c + p_2) / \rho_{\text{ж}} + \Gamma_0 p_0 \ln \frac{p_c}{p_y} + A_1, \quad (1.7)$$

где A_1 – энергия газа, выделившегося из нефти при изменении давления от p_c до p_2 .

Очень часто при эксплуатации фонтанных скважин давление на забое бывает выше давления насыщения. При этом $\Gamma_0 = 0$; следовательно, подъем жидкости происходит только за счет энергии жидкости и энергии выделившегося в стволе скважины газа.

Расчет количества выделившегося в стволе скважины газа Γ_{01} при $p_c < p_{\text{нас}}$ ($p_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом) проводится по формуле

$$\Gamma_{01} = \Gamma_0 - \alpha \left(\frac{p_c + p_2}{2} - p_0 \right), \quad (1.8)$$

где α – коэффициент растворимости газа в нефти, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$.

Если $p_c > p_{\text{нас}}$, то в формуле (1.8) вместо p_c следует подставить $p_{\text{нас}}$.

Очевидно, что фонтанирование скважины возможно при соблюдении условия

$$W'_{\pi} \geq W_1 + W_2 + W_3. \quad (1.9)$$

Исходя из этого условия и с учетом эмпирической зависимости А.П. Крылова для удельного расхода газа при оптимальном режиме работы фонтанного подъемника получена формула [3, 7, 8] для условий фонтанирования в виде

$$(1 - n_b) \left[\Gamma_0 - \alpha \left(\frac{p_c + p_2}{2} - p_0 \right) \right] \geq \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \rho_{\text{ж}}^2 L^2}{d^{0,5} (p_c - p_2) \ln(p_c / p_2)} \left(1 - \frac{p_c - p_2}{\rho_{\text{ж}} g L} \right), \quad (1.10)$$

где n_b – обводненность жидкости, доля ед.; d – внутренний диаметр фонтанных (насосно-компрессорных) труб, м; L – длина подъемника, м.

Из неравенства (1.10) можно определить минимально необходимое давление на забое p_c , обеспечивающее фонтанирование при заданной комбинации других величин, таких как Γ_0 , d , L , p_2 , $\rho_{ж}$, n_v . Оно может быть использовано и для оценки минимального значения обводненности добываемой жидкости, по достижении которой также прекратится фонтанирование скважины на оптимальном режиме.

При $W_n > 0$ способ эксплуатации скважины называется механизированным. На забой скважины эта энергия может передаваться с помощью механических приспособлений в виде энергии сжатого газа или жидкости или электрической энергии.

Под эксплуатацией скважин понимают процесс подъема продукции на поверхность за счет того или иного энергетического источника по возможности бесперебойно и с минимальными затратами трудовых и материальных ресурсов.

В современной технической литературе, учебных пособиях и учебниках по добыче нефти приводится ряд классификаций способов эксплуатации скважин. По мнению автора, наиболее обоснованная классификация предложена А.Н. Адониным [1]. Рассмотрим эту классификацию с некоторыми дополнениями с учетом последних достижений в технологии и технике добычи нефти.

По А.Н. Адонину, все способы добычи (или способы эксплуатации скважин) можно разбить на четыре группы.

1. **Артезианское фонтанирование**, при котором подъем жидкости на поверхность осуществляется гидростатическим напором жидкости, поступающей из эксплуатируемого объекта, т.е. за счет давления на забое работающей скважины p_c . При этом газ в работе по подъему жидкости участия не принимает. Поэтому условием существования артезианского фонтанирования скважины нефтью является неравенство

$$p_2 \geq p_{\text{нас}}, \quad (1.11)$$

т.е. давление на устье скважины должно быть равно или больше давления насыщения нефти газом.

Кроме того, артезианское фонтанирование возможно при добыче воды или изливе воды из водонагнетательных скважин.

Артезианское фонтанирование возможно при превышении забойного давления над гидростатическим, т.е.

$$p_c > g \rho_{\text{см}} H, \quad (1.12)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность водонефтяной смеси (нефти), кг/м^3 ; H – глубина скважины, м.

При движении жидкости по насосно-компрессорным трубам (НКТ) температура и давление изменяются, в связи с чем плотность жидкости (смеси) также немного меняется. Поэтому необходимо в расчетах принимать среднюю плотность

$$\bar{\rho}_c = (\rho_{cc} + \rho_{c2})/2, \quad (1.13)$$

где ρ_{cc} , ρ_{c2} – плотность жидкости при термодинамических условиях соответственно забоя и устья.

При фонтанировании обводненной нефтью плотность жидкости рассчитывается как средневзвешенная

$$\begin{aligned} \rho_{cc} &= \rho_{nc} (1 - n_b) + \rho_{bc} n_b; \\ \rho_{c2} &= \rho_{n2} (1 - n_b) + \rho_{b2} n_b, \end{aligned} \quad (1.14)$$

где n_b – обводненность продукции скважины, доля ед.; ρ_{nc} , ρ_{bc} и ρ_{n2} , ρ_{b2} – плотность нефти и воды в условиях соответственно забоя и устья.

Следует отметить, что в результате разности скоростей движения нефти и воды объемная расходная водонасыщенность по длине скважины изменяется, что вносит определенную погрешность в расчетах плотности водонефтяной смеси. Использование формулы (1.13) уменьшает эту погрешность до приемлемой для технических расчетов величины.

Общее уравнение баланса давления при работе артезианского фонтанного подъемника запишется в виде

$$p_c = p_{gc} + p_{тр} + p_2, \quad (1.15)$$

где p_{gc} , $p_{тр}$ – соответственно гидростатическое давление столба жидкости в скважине и потери давления на трение в НКТ; p_2 – давление на устье скважины.

Потери давления на трение $p_{тр}$ определяются по формуле Дарси – Вейсбаха, а именно:

$$p_{тр} = 8\lambda Q_{ж}^2 \rho_{ж} L / \pi^2 d^5, \quad (1.16)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $Q_{ж}$ – дебит скважины; L – длина НКТ вдоль оси скважины; d – внутренний диаметр НКТ.

Коэффициент сопротивления λ определяется через число Рейнольдса по соответствующим графикам или эмпирическим формулам. Для оценки динамической вязкости водонефтяной эмульсии μ_e можно рекомендовать приближенную формулу Гатчика и Сабри

$$\mu_3 = \mu_{вс} / (1 - \sqrt[3]{\varphi}), \quad (1.17)$$

где $\mu_{вс}$ – динамическая вязкость внешней среды; φ – концентрация внутренней фазы.

Как известно, приток жидкости из пласта в скважину может быть определен в общем случае уравнением вида

$$Q = K(\delta_i - \delta_n)^n, \quad (1.18)$$

где K – коэффициент продуктивности скважины; n – показатель степени, зависящий от условий притока жидкости в скважину.

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается общее забойное давление p_c . Поэтому для определения основных параметров согласованной работы пласта и подъемника можно пользоваться уравнением

$$\delta_{ан} + \delta_{од} + \delta_2 = \delta_i - \sqrt[n]{Q/K}. \quad (1.19)$$

Левая часть уравнения (1.19) представляет собой суммарные потери давления в подъемнике, равные забойному давлению, а правая – значение забойного давления из условия притока жидкости из пласта в скважину.

В связи с тем, что правая и левая части равенства зависят от Q , решение уравнения следует выполнить графическим методом.

2. Фонтанный способ добычи нефти. Фонтанная эксплуатация скважин, как уже отмечалось выше, является одним из наиболее эффективных способов добычи нефти, особенно на новых площадях. Поскольку он не требует дополнительных затрат энергии на подъем жидкости, а при его применении используют исключительно энергетические ресурсы пласта, фонтанный способ добычи нефти, кроме того, является наиболее дешевым. Он обладает рядом преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации скважин, таких как:

- простота оборудования скважины;
- отсутствие подачи энергии в скважину с поверхности;
- возможность регулирования режима работы скважины в широких пределах;
- удобства выполнения исследований скважин и пласта с применением практически всех современных методов;
- возможность дистанционного управления скважиной;
- значительная продолжительность межремонтного периода работы (МРП) скважины и др.

Геолого-физические условия нефтяных месторождений, из которых добывается нефть и газ, различны. Они отличаются глубиной залегания продуктивного пласта, характеристикой и устойчивостью

нефтегазоводонасыщенных пород, пластовыми давлениями и температурой, продуктивностью пласта и т.д.

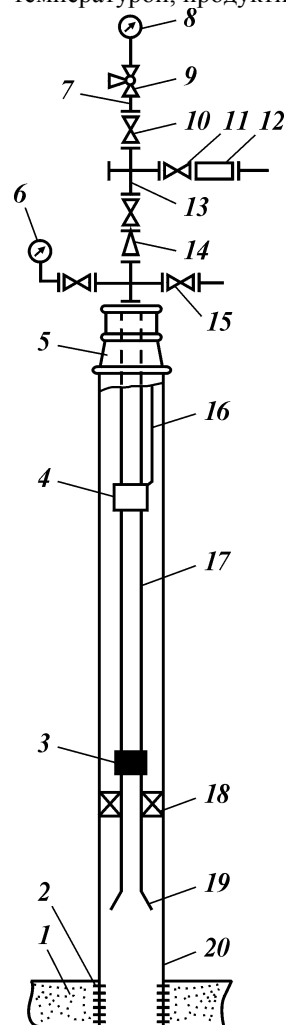
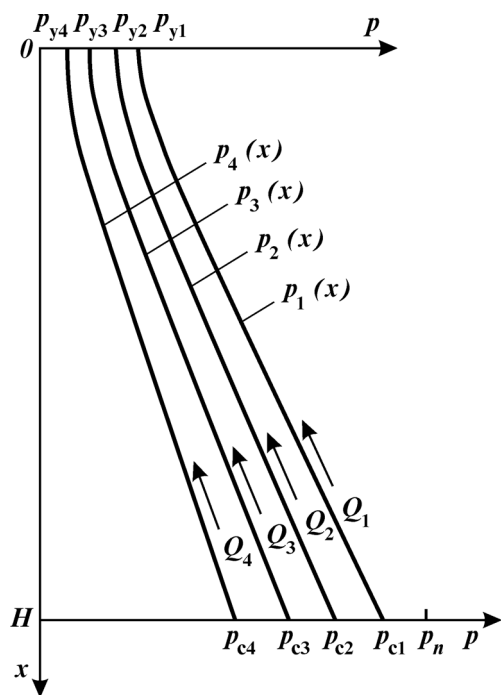


Рис. 1.2. Схема оборудования фонтанной скважины:

1 – пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – штуцер забойный; 4 – отсекатель; 5 – колонная головка; 6, 8 – манометры; 7 – лубрикатор; 9–11, 15 – задвижки; 12 – устьевой штуцер; 13 – крестовина; 14 – катушка; 16 – импульсная линия; 17 – НКТ; 18 – пакер; 19 – воронка башмачная; 20 – колонна обсадная

Рис. 1.3. Кривые распределения давления в фонтанном подъемнике при различных режимах работы



В зависимости от этих факторов выбирается схема оборудования фонтанной скважины. Общая схема оборудования фонтанной скважины приведена на рис. 1.2. Основными элементами схемы являются: колонная головка 5, фонтанная арматура с лубрикатором 7 для проведения различных операций в работающей скважине, насосно-компрессорные трубы 17. Возможна установка пакера 18 или

башмачной воронки 19 для устранения пульсирующей работы фонтанного подъемника. В высокопродуктивных пластах НКТ оборудуются скважинными отсекаателями 4 для аварийного отключения. На фонтанной арматуре устанавливаются штуцер, предохранительные клапаны, пробоотборные устройства, приборы контроля.

Условия фонтанирования в виде неравенства (1.10) оцениваются по А.П. Крылову для оптимального режима работы подъемника. Поэтому нарушение этих условий не означает полного прекращения поступления газожидкостной смеси к устью скважины. Ухудшение условий работы подъемника (уменьшение эффективного газового фактора, снижение p_c , увеличение n_v и т.п.) приводит к снижению его производительности до полного прекращения излива.

В связи с этим предложены и другие методы оптимизации работы фонтанных скважин [3, 7, 8 и др.]. В частности, для решения этой задачи рекомендовано использовать кривые распределения давления $p(l)$ и температуры $T(l)$ по длине одного фонтанного подъемника при различных условиях его работы. Для построения кривых распределения давления $p(l)$ и температуры $T(l)$ необходимо задавать дебит скважины и соответствующее этому дебиту забойное давление, что позволяет согласовать совместную работу пласта и подъемника. Важное значение приобретает при этом достоверность коэффициента продуктивности скважины. Если нет точной информации о продуктивности, то любой инженерный расчет становится невозможным и бессмысленным. Это относится к любым расчетам по оптимизации работы скважин и оценке эффективности проводимых геолого-технических мероприятий при добыче нефти.

Решение задачи о выборе фонтанного подъемника сводится к построению графиков зависимости производительности подъемника (дебита скважины) Q и устьевого давления p_2 от забойного давления p_c , т.е. $Q = f(p_c)$ и $p_2 = \varphi(p_c)$ (рис. 1.3). Эти графики строятся при заданных диаметре и длине подъемника по одной из методик, приведенных в работах [7, 8].

Очевидно, одной из основных характеристик работы фонтанной скважины является давление на устье, являющееся начальным давлением при движении добываемой продукции по трубопроводам системы сбора.

Таким образом, зная значение этого давления, по графикам (рис. 1.4) на оси p_2 находим точку $p_2 = p_d$. Затем, проведя горизонтальную линию до пересечения с графиком $p_2(2)$, находим точку a , соответствующую потребному давлению на устье. Проекция точки a на ось абсцисс определяет соответствующее этому режиму забойное давление p_c . Пересечение вертикали с кривой 1 (точка b) дает критический дебит скважины $Q_{кр}$, превышение которого приведет к

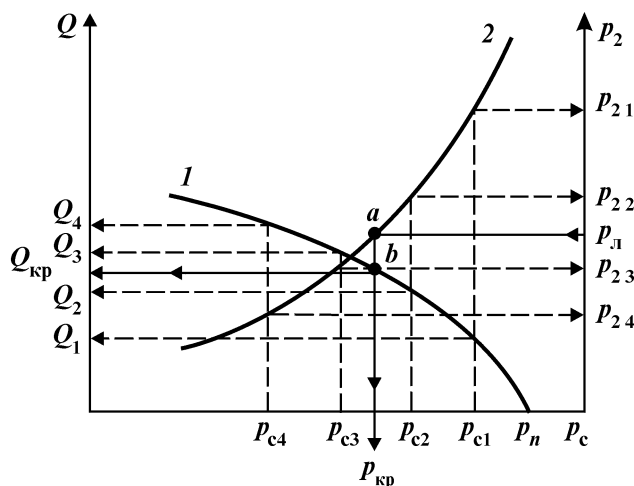


Рис. 1.4. К определению условий фонтанирования скважины

уменьшению устьевому давлению. Таким образом, область режимов фонтанирования скважины, лежащая влево от вертикали, проходящей через точки a и b , нереальная, а область режимов, лежащая вправо от той же вертикали, осуществима, так как при условиях p_c, Q, p_2 пластовая энергия превышает необходимую для подъема жидкости.

Как видно из рассматриваемой схемы, уже при составлении проектов разработки представляется возможным рассмотреть варианты системы разработки по параметрам работы проектных скважин, таких как Q, p_c, d, L и др.

При достижении определенной степени обводненности продукции скважин, снижения пластового давления и уменьшения количества газа, поступающего из пласта, пластовая энергия не обеспечивает процесс фонтанирования скважины на заданных режимах. Фонтанирование скважины прекращается. Для подъема жидкости необходимо подавать с дневной поверхности определенное количество энергии.

3. Газлифтный способ добычи нефти. При газлифтном способе эксплуатации недостающая энергия подается с поверхности в виде энергии сжатого газа по специальному каналу.

Газлифт подразделяется на два типа: компрессорный и бескомпрессорный. При компрессорном газлифте для сжатия попутного газа применяются компрессоры, а при бескомпрессорном газлифте используется газ газового месторождения, находящийся под давлением, или из других источников.

Газлифт относительно других механизированных способов эксплуатации скважин имеет ряд преимуществ:

- возможность отбора значительных объемов жидкости с больших глубин на всех этапах разработки месторождения при высоких технико-экономических показателях;

- простота скважинного оборудования и удобство его обслуживания;

- эффективная эксплуатация скважин с большими искривлениями ствола;

- эксплуатация скважин в высокотемпературных пластах и с большим газовым фактором без осложнений;

- возможность осуществления всего комплекса исследовательских работ по контролю за работой скважины и разработкой месторождения;

- полная автоматизация и телемеханизация процессов добычи нефти;

- большие межремонтные периоды работы скважин на фоне высокой надежности оборудования и всей системы в целом;

- возможность одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов и более при надежном контроле за процессом;

- простота борьбы с отложением парафина, солей и коррозионными процессами;

- простота работ по подземному текущему ремонту скважины, восстановлению работоспособности подземного оборудования для подъема продукции скважины.

Недостатками газлифта по традиции считаются высокие начальные капитальные вложения, фондоемкость и металлоемкость. Эти показатели, во многом зависящие от принятой схемы обустройства промысла, ненамного превышают показатели при насосной добыче [2, 9–14 и др.].

Опыт широкомасштабного применения газлифта на месторождениях Западной Сибири показывает, что если коэффициент эксплуатации по фонтанным скважинам составлял 0,938–0,979 [2, 9–14], а по насосным 0,680–0,926, то по газлифтным – близок к значениям для фонтанных скважин. Достигнуто это в основном за счет использования соответствующего оборудования при выполнении внутрискважинных операций, что обеспечивает длительную работу высоко- и среднедебитных газлифтных скважин без текущего подземного ремонта.

В 1976 г. на Правдинском месторождении газлифтным способом эксплуатировалось 200 скважин при суточном расходе рабочего агента в 750 тыс. м³, добыче нефти 12,7 тыс. т/сут при средней обводненности продукции скважин 18 %, среднем удельном расходе газа 48 м³/т (42 м³/м³). Межремонтный период газлифтных установок по всему фонду 1010 сут, коэффициент эксплуатации скважин 0,994. Межремонтный период газлифта в сопоставимых горно-геологических условиях

месторождений Западной Сибири оказался в 3 раза выше, чем установок ЭЦН. Отмечалось возрастание продолжительности работы газлифта без ремонта при стабильной работе компрессоров до 3–4 лет [2, 9, 10, 12, 13, 14 и др.].

В период активного развития газлифтной добычи нефти в Западной Сибири была сделана оценка КПД установок ЭЦН и газлифта [10, 11, 12] по фонду установок ЭЦН Усть-Балыкского и газлифтных установок Правдинского месторождений. Если КПД установок ЭЦН в отрасли достигал 0,25–0,30, то для условий Усть-Балыкского месторождения он составлял 0,13. Это было обусловлено применением насосов и погружных электродвигателей повышенной мощности, лучше противостоящих воздействию вредных факторов; большими потерями энергии в кабеле из-за высокой температуры жидкости; наличием большого количества свободного газа на приеме насосов и др.

Коэффициент полезного действия газлифтных установок, рассчитанный с учетом собственного газового фактора, составил 0,51, а по безводным скважинам с высоким пластовым давлением и значительным коэффициентом продуктивности достигал 0,70 и более. Однако с увеличением обводненности продукции скважин КПД газлифта уменьшается. При обводненности выше 50 % газлифтные установки зачастую работают на пульсирующем режиме, удельный расход газа при этом возрастает в 3 раза и более, а КПД уменьшается до 0,20–0,25. В этих условиях стабилизация режима эксплуатации скважин и улучшение показателей газлифтной добычи нефти могут быть достигнуты путем применения специальных способов повышения эффективности работы газожидкостного подъемника (применение ПАВ, диспергаторов и др.). При этом важное значение имеет более тщательная оптимизация режима работы скважины.

Давление рабочего агента выбирается исходя из условия обеспечения минимума затрат на строительство и эксплуатацию системы при обеспечении заданных дебитов скважин и достигает в современных системах 10–11 МПа, а в отдельных случаях 15 МПа.

Наибольшее число элементов в системе газлифта и более сложное оборудование используются в случае компрессорного газлифта. Современный газлифтный комплекс представляет собой замкнутую герметичную систему высокого давления (рис. 1.5).

Основными элементами этой схемы являются: скважины 1, компрессорные станции 3, газопроводы высокого давления, трубопроводы для сбора нефти и газа, сепараторы различного назначения 7, газораспределительная батарея 4, групповые замерные установки, системы очистки и осушки газа с регенерацией этиленгликоля 6, дожимные насосные станции, нефтесборный пункт,

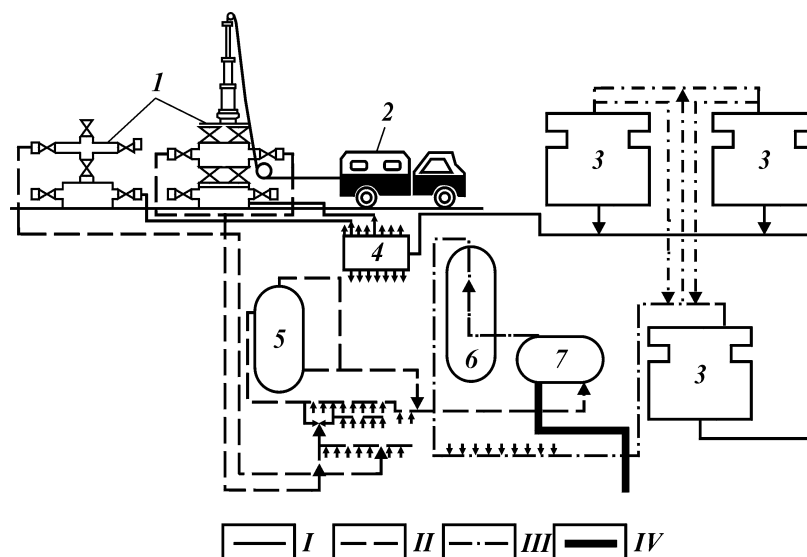


Рис. 1.5. Схема замкнутого цикла газлифтного комплекса:

I – газ высокого давления; *II* – газ низкого давления; *III* – продукция скважин до сепарации; *IV* – нефть; 1 – скважины; 2 – приводной агрегат; 3 – компрессорные станции; 4 – газораспределительная батарея; 5 – измерительный сепаратор; 6 – абсорбер; 7 – групповой сепаратор

система управления и контроля за работой системы, система энергообеспечения и др.

В состав комплекса входит система АСУ ТП, которая включает выполнение следующих задач:

- измерение и контроль рабочего давления на линиях подачи газа в скважины на магистральных коллекторах;
- измерение и контроль перепада давления;
- управление, оптимизация и стабилизация режима работы скважин;
- расчет рабочего газа;
- измерение суточного дебита скважины по нефти, воде и общему объему жидкости.

В результате решения задачи оптимального распределения компримируемого газа для каждой скважины назначают определенный режим закачки газа, который необходимо поддерживать до следующего изменения режима. Параметром для стабилизации принимается перепад давления на измерительной шайбе дифманометра, установленного на рабочей линии подачи газа в скважину.

Выбор типа газлифтной установки и оборудования, обеспечивающего наиболее активную эксплуатацию скважин, зависит

от горно-геологических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов, конструкции скважин и заданного режима их эксплуатации.

Строгой классификации газлифтных установок не существует, и они группируются на основе самых общих конструктивных и технологических особенностей.

В зависимости от количества рядов труб, спущенных в скважину, их взаимного расположения и направления движения рабочего агента и газожидкостной смеси имеются системы различных типов (рис. 1.6):

однорядный подъемник кольцевой и центральной систем (см. рис. 1.6, I);

двухрядный подъемник кольцевой и центральной систем (см. рис. 1.6, II);

полоторярядный лифт обычно кольцевой системы (см. рис. 1.6, III).

Перечисленные системы газлифтных подъемников имеют преимущества и недостатки. В связи с этим обоснование целесообразности их применения производится с учетом горно-геологических и технологических особенностей конкретного объекта разработки.

По степени связи трубного и кольцевого пространства с забоем скважины установки газлифта делятся на открытые, полужакрытые и закрытые.

Открытая установка (рис. 1.7, а) предполагает спуск в скважину НКТ без пакера, вследствие чего полость труб и затрубное пространство образуют сообщающиеся сосуды.

Эти наиболее дешевые и простые установки применяют в тех случаях, когда использование пакера нежелательно или невозможно.

Основной недостаток открытых установок заключается в том, что забой скважины постоянно связан с помощью труб с затрубным пространством, что вызывает колебания динамического уровня жидкости в затрубном пространстве и, следовательно, уменьшение дебита скважины и пульсирующую работу подъемника.

Полужакрытая установка (рис. 1.7, б) отличается от открытой наличием пакера, изолирующего затрубное пространство от забоя и полости НКТ, а также предотвращающего влияние затрубного давления на забойное давление и дебит скважины.

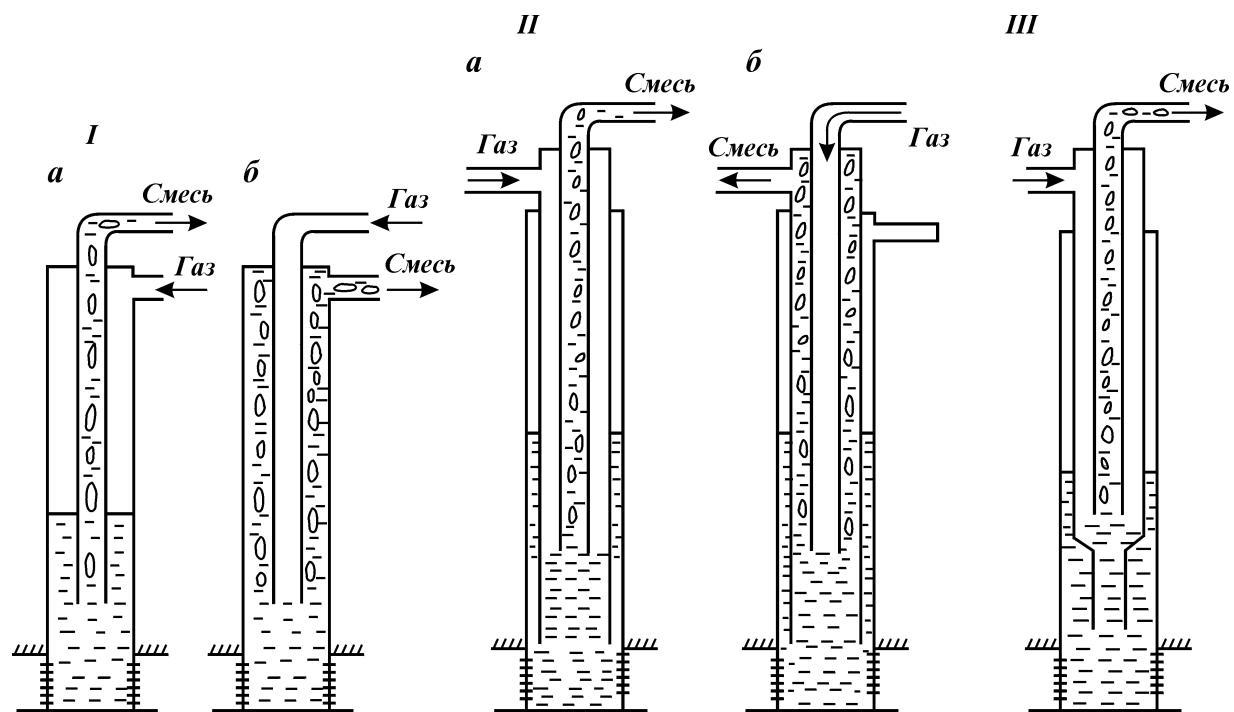


Рис. 1.6. Системы газлифтных подъемников:

I – однорядный лифт кольцевой (*а*) и центральной (*б*) систем; *II* – двухрядный лифт кольцевой (*а*) и центральной (*б*) систем; *III* – полуторарядный лифт кольцевой системы

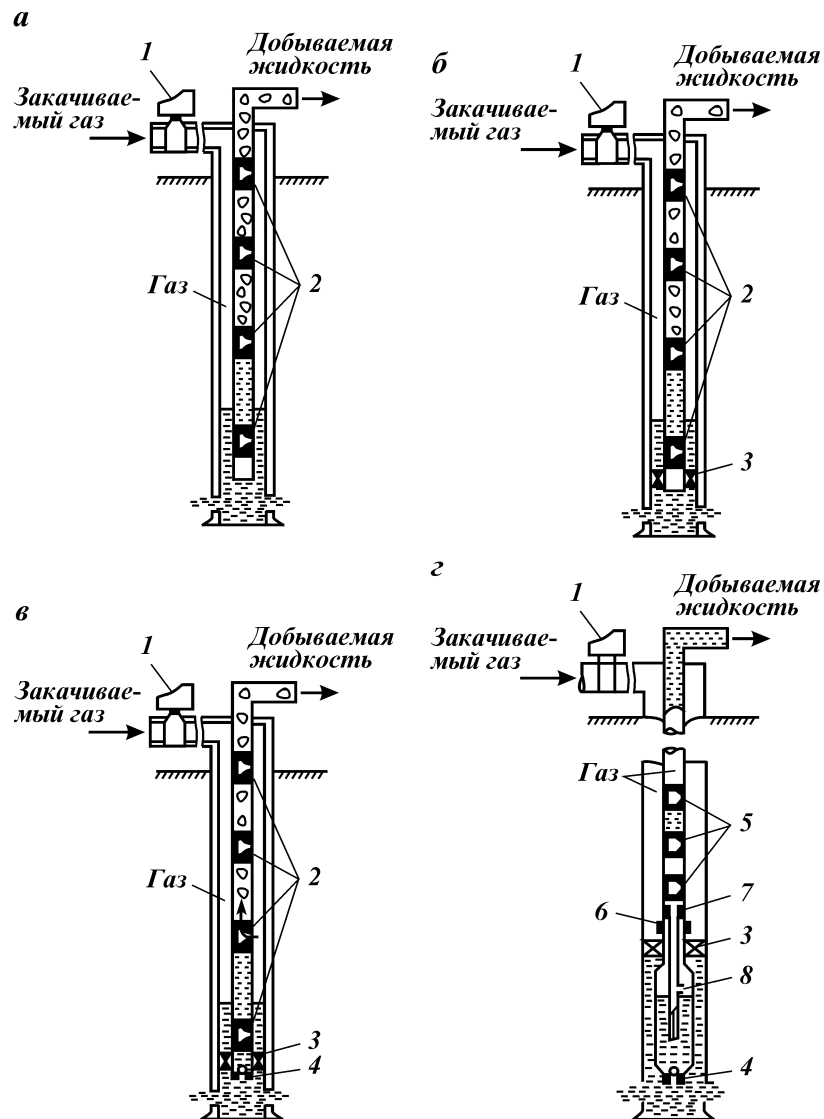


Рис. 1.7. Схемы оборудования газлифтных установок:

а – открытая установка; *б* – полужакрытая установка; *в* – закрытая установка; *г* – камерный газлифт; 1 – клапан-регулятор; 2 – газлифтные клапаны; 3 – пакер; 4 – обратный клапан; 5 – разгрузочные газлифтные клапаны; 6 – камерный газлифтный клапан; 7 – подвесной ниппель для камерной трубы; 8 – разгрузочное отверстие или клапан

Закрытая установка (рис. 1.7, *в*) дополнена по сравнению с полужакрытой обратным клапаном, размещенным на башмаке НКТ под пакером. Таким образом, продуктивный пласт полностью изолирован

от давления не только в затрубном пространстве, но и в трубах. Это имеет значение, если в процессе запуска скважины с помощью газлифтных клапанов в трубах могут действовать более высокие давления, чем при работе. Сюда относится и камерная газлифтная установка (рис. 1.7, з).

Оборудование газлифтных скважин состоит из наземной и подземной частей.

Наземное оборудование газлифтных скважин практически не отличается от оборудования для фонтанных. Арматура устанавливается на устье первых, аналогична фонтанной арматуре и имеет то же назначение – герметизация устья, подвеска подъемных труб и возможность осуществления различных операций по переключению направления закачиваемого газа, по промывке скважины и т.д.

Для газлифтных скважин нередко используют фонтанную арматуру, остающуюся после прекращения фонтанирования. Часто применяют специальную упрощенную и более легкую арматуру. При интенсивном отложении парафина арматуру устья дополнительно оборудуют лубрикатором, через который в НКТ на проволоке спускают скребок для механического удаления парафина с внутренних стенок труб.

Кроме того, скважина оборудуется устьевым клапаном-отсекателем для перекрытия скважины при достижении ею производительности заданного предела.

На рис. 1.8 приведена схема наземного оборудования газлифтной скважины. На этой схеме кроме стационарного показано дополнительное оборудование для проведения подземных текущих ремонтов с помощью канатного инструмента без остановки скважины.

Подземное оборудование (рис. 1.9) включает в себя НКТ 4, скважинные камеры 1 с газлифтными клапанами (пусковые 2 и рабочие 3), верхний 5 и нижний 7 ниппели, гидравлический пакер 6, башмачную воронку 8. Может быть установлен глубинный предохранительный клапан-отсекатель на глубине 100–150 м, срабатывающий от перепада давления при достижении предельной производительности.

Наибольшее распространение получили скважинные камеры, представляющие собой сварные конструкции, состоящие из специальной рубашки из овальных труб и двух наконечников с резьбой НКТ. В рубашке камеры предусмотрен карман для установки клапанов и пробок с помощью набора инструментов канатной техники через устье скважины и устьевое герметизированное оборудование (см. рис. 1.7).

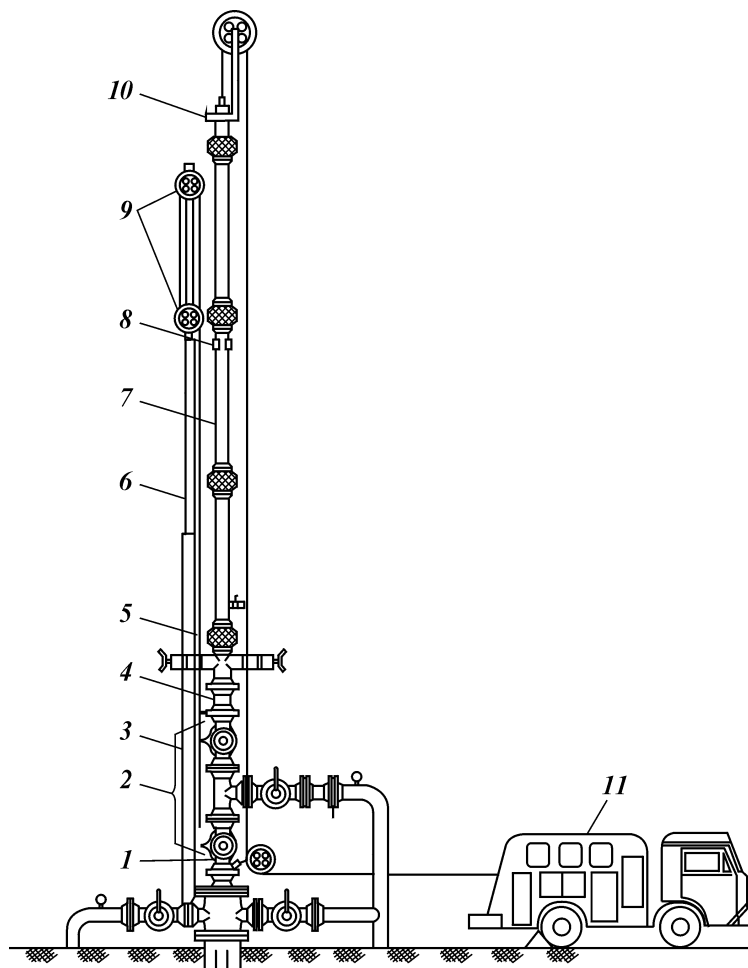


Рис. 1.8. Наземное оборудование газлифтной скважины:

1 – ролик с датчиком веса; 2 – стяжной ключ; 3 – цепь крепления мачты; 4 – переводник; 5 – превентор; 6 – телескопическая мачта; 7 – трехсекционный лубрикатор для подземного ремонта; 8 – зажим; 9 – полиспаст; 10 – лубрикатор; 11 – приводной агрегат

Современная технология эксплуатации газлифтных скважин неразрывно связана с широким использованием глубинных клапанов специальной конструкции, с помощью которых устанавли

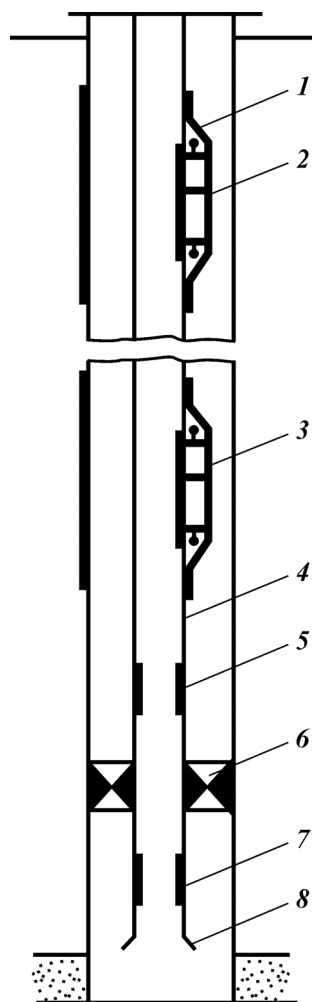


Рис. 1.9. Подземное оборудование газлифтной скважины

вается или прекращается связь между трубами и межтрубным пространством, а также регулируется поступление газа в НКТ. Газлифтные клапаны являются эффективным средством снижения так называемого пускового давления при пуске скважины в работу.

Пусковое давление газлифтной скважины зависит от погружения башмака подъемных труб под статический уровень жидкости, от соотношения диаметров обсадной колонны и подъемных труб, а также от системы работы лифта. Пусковое давление всегда больше рабочего. Наличие газлифтных клапанов позволяет пуск скважины в работу под рабочим давлением.

Характерное изменение рабочих параметров газлифтной скважины в момент пуска скважины в работу в функции времени показано на рис. 1.10, из которого видно, что вначале давление в газовом пространстве растёт, а затем после прорыва газа через башмак подъемных труб и выноса части жидкости скважина переходит на установившийся режим работы с соответствующим отбором динамическим уровнем, а следовательно, и соответствующим этому уровню рабочим давлением.

Принципы выбора режима работы газлифта. Выбор оборудования и режима работы газлифтной скважины производится на основе использования кривых распределения давления при движении газожидкостной смеси в подъемнике или эмпирических зависимостей А.П. Крылова с соавторами. Важнейшими величинами, подлежащими обоснованию, являются удельный расход нагнетаемого газа и давление нагнетания. При этом задача по оптимизации условий работы скважины может быть поставлена по-разному. Например, ограничений на рабочее давление газа не накладывается; рабочее давление газа ограничено; неограничен удельный расход газа;

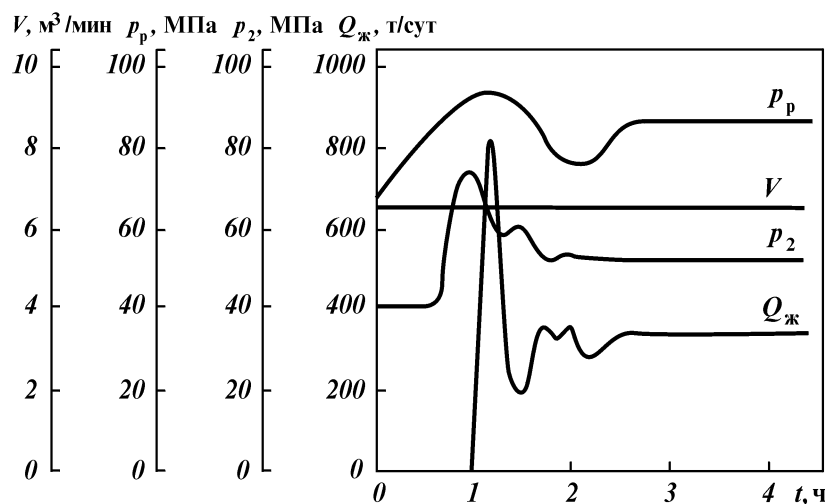


Рис. 1.10. Изменение рабочих характеристик газлифтных скважин кольцевой системы в пусковой период:

V – расход рабочего газа; p_p – рабочее давление газа в кольцевом пространстве на устье; p_2 – буферное давление; $Q_{ж}$ – дебит скважины по жидкости

удельный расход энергии на подъем жидкости должен быть минимальным и т.д.

Оптимальный вариант оборудования и режим работы газлифтной скважины находятся путем сравнения технико-экономических показателей возможных вариантов решения этой задачи.

При использовании кривых распределения давления в подъемнике задача решается в следующей последовательности:

1) при заданном дебите проектируемой газлифтной скважины по уравнению притока определяют соответствующее этому дебиту забойное давление. Возможен и второй вариант, по которому по предварительно обоснованному в проекте разработке давлению на забое скважин рассчитывают дебит скважины. Таким образом, в том или ином случае становятся известными дебит скважины (производительность подъемника) и забойное давление;

2) задаются значениями диаметра подъемника, его длины и давления на буфере. Расчетный газовый фактор принимается с учетом удельного расхода нагнетаемого с поверхности газа R_n , т.е. $G_p = G'_0 + R_n$, здесь G'_0 – эффективный газовый фактор. Величиной R_n можно задаться исходя из реальных возможностей, из опыта эксплуатации газлифтных скважин в аналогичных горно-геологических условиях или технологических соображений. Если в результате расчетов окажется, что принятый удельный расход нагнетаемого газа R_n неприемлем, то

задаются другим его значением. Таким образом можно рассчитать несколько кривых распределения давления в подъемнике.

Схема графического определения некоторых параметров работы газлифтного подъемника приведена на рис. 1.11. Как видно из схемы, расчет и построение кривой распределения давления сверху вниз необходимо продолжить до тех пор, пока обе линии (1 и 2) не пересекутся (точка a). Проекция этой точки на ось ординат определяет глубину ввода газа в НКТ L_r , а на ось абсцисс дает рабочее давление нагнетаемого газа в точке его ввода.

В результате графических построений можно получить ряд важнейших рабочих характеристик газлифтного подъемника, таких как:

$$d_i, p_{2i}, L_{ri}, p_{pi}, p_{p2yi}, R_{ni}, \Gamma_p,$$

где d_i – диаметр насосно-компрессорных труб; p_{2i} – давление на буфере работающей скважины; p_{pi} – давление в точке ввода газа; p_{p2yi} – рабочее давление на устье скважины; Γ_p – общий удельный расход

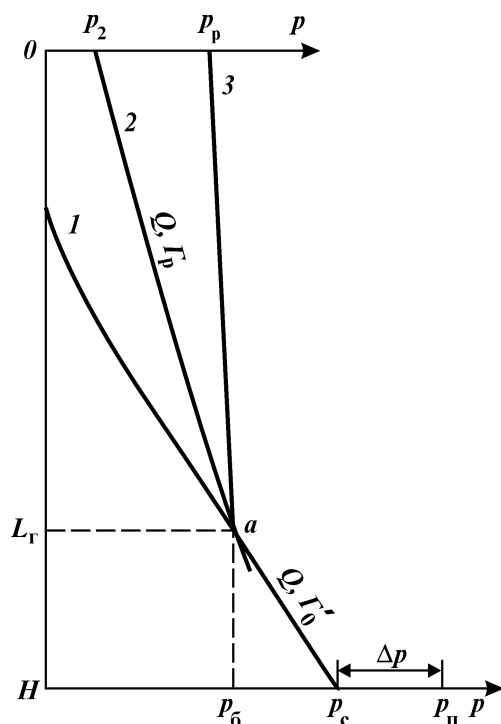


Рис. 1.11. К определению некоторых параметров работы газлифтных подъемников по кривым распределения давления:
1 – кривая распределения давления, построенная снизу вверх; 2 – то же, построенная сверху вниз; 3 – кривая распределения давления в кольцевом пространстве между обсадной колонной и НКТ

газа.

Окончательный выбор конструкции подъемника и его рабочих параметров следует производить по результатам экономических расчетов по определению основных показателей рентабельности добычи нефти.

В работе [3] отмечается, что при решении задачи можно дополнительно использовать данные об удельной энергии, расходуемой на подъем единицы массы или объема жидкости при различных режимах работы лифта.

Если предположить изотермическое расширение газа в НКТ, а энергию газа, выделяющегося дополнительно из жидкости, не учитывать, то удельную энергию, отнесенную к 1 м³ жидкости, можно определить по формуле изотермического процесса

$$W = \frac{R_i \delta_0 z_{cp} T_{cp}}{T_0} \ln \frac{p_p}{p_2}, \quad (1.20)$$

где p_0 , T_0 – стандартные условия измерения расхода газа по давлению и температуре; z_{cp} – коэффициент, учитывающий отклонение поведения реальных газов от идеальных.

В результате получим для каждого расчетного варианта соответствующее значение W_i .

По полученным данным можно построить различные графические зависимости (рис. 1.12), которые позволят выбрать режим работы газлифта, отвечающий технико-экономическим возможностям объекта разработки.

График зависимости $W = f(R_n)$ может иметь минимум W_{min} (кривая 3). Построение таких графиков позволяет выбрать любой промежуточный режим, отличающийся от расчетных, и установить параметры оптимального режима работы газлифта, отвечающего минимальной удельной энергии.

Бескомпрессорная газлифтная установка в целом отличается от компрессорной газлифтной установки отсутствием компрессорной станции, наличием природного газа – источников газа высокого давления и тех или иных устройств для борьбы с гидратообразованием в газовых коммуникациях. Газ может использоваться непосредственно из газовых скважин мощного газопровода высокого давления или из продуктивных газовых пластов, имеющих в разрезе газлифтной скважины.

Опыт разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показал, что наиболее рациональна система, при которой сжатый газ отбирается из скважин, оборудованных для добычи газа и осуществления внутрискважинного газлифта (рис. 1.13).

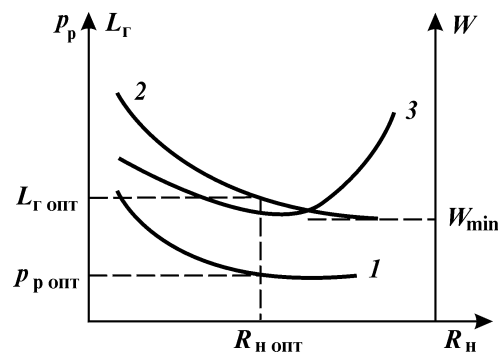
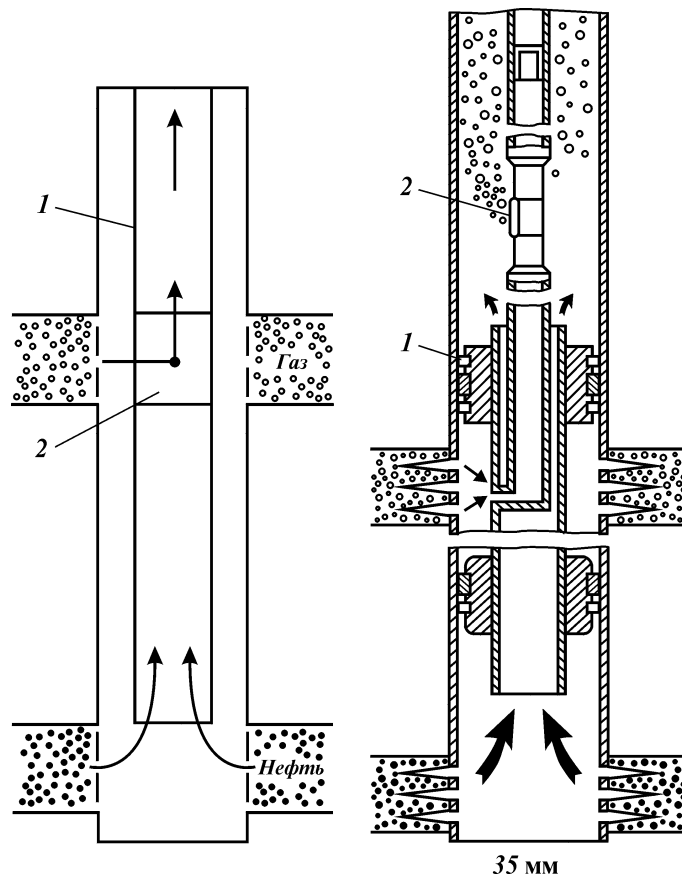


Рис. 1.12. Зависимости рабочего давления p_p (кривая 1), глубины ввода газа L_g (кривая 2) и удельной энергии W (кривая 3) от удельного расхода нагнетаемого газа R_n для заданного дебита скважины, буферного давления и диаметра НКТ

Рис. 1.13. Схема внутри скважинного газлифта: 1 – колонна подъемных труб; 2 – забойный регулятор расхода газа



Внутрискважинный газлифт – наиболее эффективный способ подъема жидкости. Осуществляется он путем перепуска газа из вышележащего (возможно, и из нижележащего) газового пласта через специальный забойный регулятор.

Применение внутрискважинного газлифта позволяет исключить строительство наземных газопроводов для сбора и распределения газа и газораспределительных пунктов, установок по подготовке газа (осушка, удаление части жидких углеводородов, очистка от сероводорода). В связи с вводом в подъемник ближе к башмаку НКТ газа высокого давления обеспечивается высокая термодинамическая эффективность потока в подъемнике. Если при бескомпрессорном и компрессорном газлифтах при лучших режимах термодинамическая эффективность составляет 30–40 %, то при внутрискважинном бескомпрессорном газлифте значение ее достигает 85–90 % [2].

4. Насосные способы добычи нефти, при которых подъем жидкости осуществляется гидравлическими машинами, работающими на подводимой извне энергии.

Штанговый глубинный насос (ШГН) имеет привод, расположенный на поверхности и соединенный с глубинным насосом одинарного или дифференциального типа; он работает от электродвигателя или газового двигателя.

Блок-схема штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) приведена на рис. 1.14. Установка состоит из привода, насосных штанг, глубинного насоса, вспомогательного подземного оборудования, насосно-компрессорных труб.

Свыше 70 % действующего фонда добывающих скважин оснащены штанговыми глубинными насосами. С их помощью добывается около 30 % нефти. ШСНУ можно применять в самых различных условиях – при дебитах скважин от нескольких килограммов до сотен тонн в сутки и при глубинах более 2000 м. Однако в настоящее время ШСНУ применяют на скважинах с дебитом до 30–50 м³ жидкости в сутки. Широкое распространение этого способа добычи нефти обуславливает ряд его преимуществ, позволяющих надежно и с достаточной эффективностью эксплуатировать скважины в широком диапазоне изменения горно-геологических условий разработки нефтяных залежей.

Более подробному рассмотрению различных аспектов эксплуатации ШСНУ будут посвящены следующие разделы книги.

Погружной электроцентробежный насос. Штанговые глубинно-насосные установки имеют много недостатков, ограничивающих их применение. Одними из них являются невозможность эксплуатации глубоких скважин, достигающих 4,5 км, и относительно малая их производительность.

При отборе из скважин больших количеств жидкости наиболее рационально и экономично применять центробежные насосы, приспособленные для перемещения значительных масс жидкости и создающие наибольшие напоры по сравнению со штанговыми насосами. Двигатель и насос представляют собой единый погружной агрегат: электроэнергия подается по специальному кабелю, расположенному параллельно подъемнику.

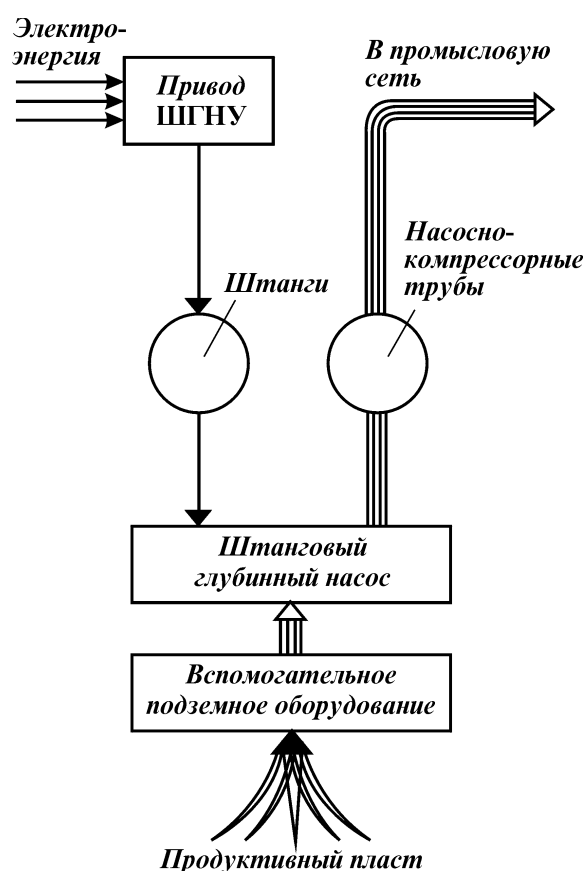


Рис. 1.14. Блок-схема штанговой скважинной насосной установки [108]

Производительность современных электропогружных центробежных насосов может колебаться от 200 до 2000 м³/сут, а напор — от нескольких метров до 3000 м столба перекачиваемой жидкости. Большими преимуществами электропогружных центробежных

насосных установок (ЭЦНУ) являются простота их обслуживания и относительно большой межремонтный период работ, который более чем в 2 раза превышает МРП для ШСНУ.

Глубинный центробежный насос спускается в скважину под уровень жидкости на трубах и приводится в действие расположенным под ним погружным электродвигателем. Расположение привода непосредственно у насоса позволяет передавать к последнему большие мощности.

По сравнению с ШСНУ ЭЦНУ обладают более высоким коэффициентом полезного действия, достигающим 0,63.

Скважинные винтовые насосные установки (СВНУ) [30]. Существенное снижение эффективности работы электропогружных центробежных насосов происходит при откачке высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий, а также при повышенном содержании свободного газа на приеме насоса. В связи с этим разработаны и получают распространение погружные винтовые насосы с электроприводом и приводом с помощью колонны штанг.

Они обладают целым рядом преимуществ по сравнению с насосами других типов. По сравнению с центробежными насосами при работе винтового насоса имеет место весьма малое перемещение перекачиваемой жидкости (движение жидкости происходит практически без пульсаций), что предотвращает образование стойких водонефтяных эмульсий. Отсутствие клапанов и сложных подходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Насосы обладают повышенной надежностью при откачке жидкостей с повышенным содержанием механических примесей, просты в изготовлении и эксплуатации, более экономичны. При перекачке жидкости повышенной вязкости уменьшаются перетоки через зазор между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса.

Погружные диафрагменные электронасосные установки (ЭДНУ). В деятельности нефтедобывающих предприятий последних лет характерны следующие изменения:

- 1) увеличивается общее число насосных скважин;
- 2) вводятся в эксплуатацию месторождения в труднодоступных местах или районах с суровым климатом;
- 3) интенсифицируется разработка низкопродуктивных пластов, насыщенных высоковязкими нефтями;
- 4) увеличивается число и повышается значимость низкодебитных скважин.

Для организации надежной эксплуатации скважин в этих условиях разработан и выпускается отечественными заводами погружной диафрагменный электронасос (ЭДН).

Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от

перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих элементов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью.

По принципу действия диафрагменный насос сравним с поршневым насосом – рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Более подробно вопросы эксплуатации добывающих скважин с применением ЭДНУ будут рассмотрены в соответствующих разделах книги.

Погружные поршневые насосы с гидравлическим приводом (ГПНУ). Гидропоршневыми насосными установками называют гидроприводные установки с наземным силовым насосом и скважинным агрегатом, состоящим из непосредственно соединенных поршневого насоса и поршневого гидравлического двигателя с золотниковым механизмом. Гидропоршневой насос может обеспечить подачу жидкости с очень больших глубин (до 4000 м) при достаточно высоком КПД до 0,6.

Работа гидропоршневой установки происходит следующим образом (рис. 1.15). Рабочая жидкость, нагнетаемая с поверхности силовым насосом, подается через трубопровод в гидродвигатель насоса. Под давлением рабочей жидкости поршень двигателя совершает возвратно-поступательные движения, приводя в движение жестко связанный с помощью штока поршень насоса.

В качестве рабочей жидкости гидропривода обычно используют нефть, очищенную от свободного газа, воды и механических примесей и обработанную, если это необходимо, химическими веществами – деэмульгаторами, ингибиторами и т.п. Применяют также воду со специальными добавками.

По литературным данным, наиболее широкое применение гидропоршневые насосы нашли на промыслах США. В России они испытывались в небольших количествах, хотя отечественными конструкторами разработаны весьма привлекательные варианты ГПНУ, не уступающие иностранным образцам.

На объектах ОАО "Оренбургнефть" ГПНУ могут быть успешно использованы при разработке глубокозалегающих продуктивных пластов при условии организации производства высоконадежного оборудования.

Скважинная струйная насосная установка (ССНУ). Одним из новых и перспективных для нефтепромысловой практики видов оборудования для подъема скважинной продукции на дневную поверхность являются установки струйного насоса. При использовании этого насоса энергия к погружному оборудованию поступает в виде энергии сжатой жидкости.

Струйные аппараты нашли широкое применение в самых различных отраслях хозяйства, что связано с простотой их конст-

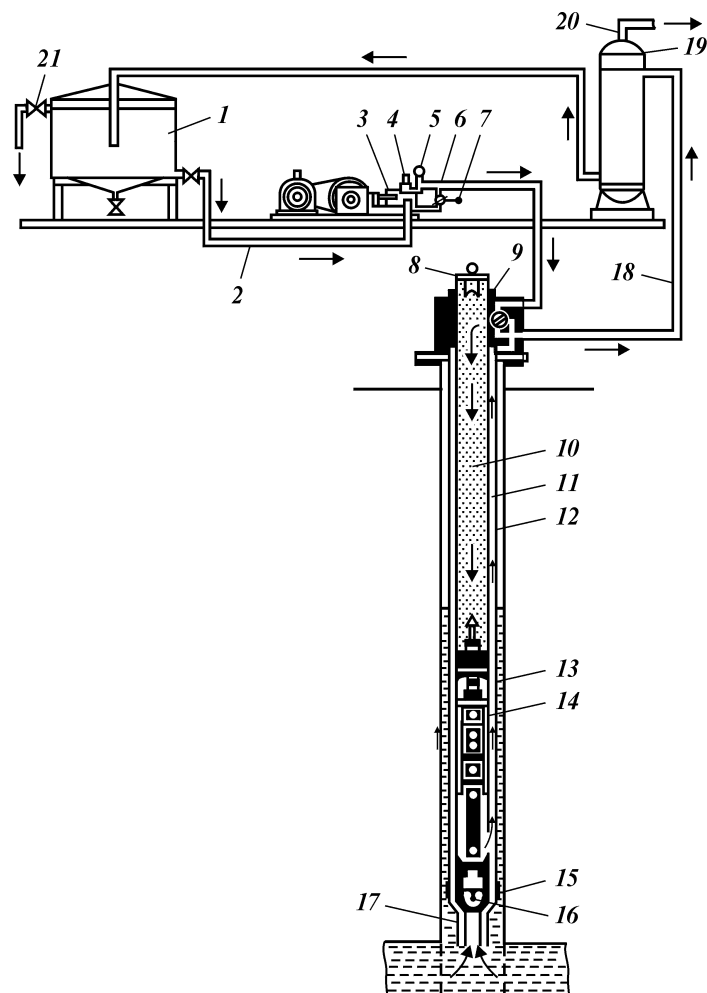


Рис. 1.15. Принципиальная схема насосной установки с погружным гидropоршневым агрегатом:

1 – емкость для хранения и отстоя рабочей жидкости; 2 – всасывающий трубопровод; 3 – силовой насос с электродвигателем; 4 – предохранительный клапан; 5 – манометрическая защита системы гидропровода; 6 – напорный трубопровод; 7 – дроссель; 8 – ловитель для захвата погружного агрегата; 9 – четырехходовой кран; 10 – центральная 73-мм колонна; 11 – колонна насосных труб для подъема жидкости; 12 – обсадная колонна; 13 – седло погружного агрегата; 14 – погружной гидropоршневой насосный агрегат; 15 – посадочный конус с хвостовиком; 16 – обратный клапан; 17 – манжетное уплотнение; 18 – выкидной трубопровод погружного агрегата; 19 – трап; 20 – отвод газа; 21 – трубопровод для сдачи добытой нефти

рукции, отсутствием движущихся частей, высокой надежностью и возможностью работать в очень сложных условиях: при высоком содержании в жидкостях механических примесей, в условиях повышенных температур, агрессивности инжестируемой продукции и т.д.

Рассмотрению возможности и целесообразности ССНУ на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" будет посвящен специальный раздел.

1.2. ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СПОСОБОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Выбор способов эксплуатации скважин составляет одну из важнейших задач комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений, тесно взаимосвязанную с другими элементами проекта и существенно влияющую на них и все показатели добычи нефти. Этот принцип заложен в основу всех современных методик составления технологических схем и проектов разработки, хотя он нередко выполняется не в полной мере.

В прошлом при составлении проектных документов по разработке нефтяных залежей выбор способов эксплуатации скважин производился лишь после обоснования основных гидродинамических и технологических показателей системы разработки. Способ добычи нефти выбирался на ограниченный срок и, самое главное, уже после установления и обчета всех гидродинамических параметров проекта, т.е. этому элементу отводилась второстепенная роль. В результате нередко выбор способа эксплуатации на практике приобретал случайный характер и в лучшем случае основывался на текущей характеристике скважин, которая, как известно, существенно меняется с течением времени. Отсюда, как следствие, на старых месторождениях наблюдались частые смены способов эксплуатации, например, ЭЦНУ на ШСНУ или, наоборот, ШСНУ на газлифт и т.д., производимые без согласования с параметрами применяемой системы разработки залежи. Подобная практика дорого обходится производству из-за смены способов эксплуатации скважин в процессе разработки.

По новой концепции способ эксплуатации скважин должен рассматриваться наравне с другими параметрами как один из факторов, определяющих варианты системы разработки месторождения. Кроме того, при применении некоторых способов добычные возможности скважин существенно зависят от диаметра эксплуатационной колонны. Таким образом, способы эксплуатации скважин должны быть тесно увязаны с другими элементами проекта разработки. Отсутствие такой увязки приводит к весьма

нежелательным последствиям (излишним затратам средств на неоптимальное первоначальное обустройство, сопровождающееся ломкой ранее принятой схемы) либо к задержке темпов освоения месторождения.

Подъем продукции скважин на дневную поверхность занимает некоторое промежуточное положение между процессами, происходящими в разрабатываемой залежи и достаточно громоздкой системой сбора и подготовки нефти, газа и воды. В этой цепочке конечные рабочие характеристики скважины, такие как дебит, состав продукции, устьевое давление и температура, являются начальными условиями работы наземных инженерных сооружений. Здесь большое значение приобретают величины устьевых давлений и обуславливающие их длины и диаметры выкидных линий и других трубопроводов. Дело в том, что высокие давления на устьях скважин как бы перекладывают работу по внутрипромысловому транспорту добываемой жидкости с наземных насосов на подземное оборудование. При насосных способах добычи нефти это приводит к снижению надежности работы оборудования, а при газлифтных – к резкому уменьшению КПД подъемника.

Большие емкости выкидных трубопроводов, особенно при невысоких дебитах скважин, вмещающие добычу из скважин за несколько суток, сильно затрудняют оперативный контроль за работой скважин, если к тому же скважины обводненные. Однако централизованная на большой площади система сбора нефти с очень длинными трубопроводами и высокими устьевыми противодавлениями на скважинах при некоторых условиях может быть сама по себе экономичной. Отсюда следует необходимость поиска оптимального варианта системы сбора нефти, органически связанной с режимами работы скважин.

Таким образом, в проект разработки месторождения нефти, в широком смысле этого понятия, должны входить следующие основные элементы: извлекаемые запасы нефти и газа; заданные или допустимые с точки зрения охраны недр или экологически целесообразные отборы нефти и жидкости в функции времени; число и расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин; способы и масштабы искусственного воздействия на пласты; способы добычи нефти; диаметры эксплуатационных колонн в скважинах; схемы обустройства промысловых объектов на территории месторождения и технологии сбора и подготовки нефти; полный срок разработки месторождения и др.

Перечисленные элементы являются составными частями комплексного проекта разработки и, кроме того, взаимосвязаны со всеми другими элементами и между собой. В соответствии с директивными указаниями б. МНП СССР, во-первых, способы добычи

нефти следует выбирать на весь период разработки; во-вторых, надо стремиться к тому, чтобы в послефонтанный период применять лишь один механизированный способ эксплуатации скважин. При необходимости смену послефонтанных механизированных способов добычи нефти надо согласовывать со средними сроками фактической амортизации основного эксплуатационного оборудования заменяемого способа.

Учет способа добычи нефти при составлении вариантов системы разработки усложняет процесс проектирования из-за существенного увеличения числа вариантов, подлежащих рассмотрению. Зато такой порядок составления проекта гарантирует от грубых ошибок и в конечном счете экономичен в народнохозяйственном отношении.

Очевидно, что выбор и обоснование одного послефонтанного способа на весь период разработки должны основываться на детальном экономическом анализе. При этом речь идет об экономических показателях в целом за весь период, так как в отдельные промежуточные этапы выбранный способ может оказаться и не самым выгодным. Экономичность того или иного способа определяется экономичностью варианта разработки в целом.

Особо следует отметить тесную взаимосвязь между способом добычи нефти и интенсивностью воздействия на пласт. Регулированием закачки воды в продуктивный пласт можно поддержать желаемые динамические уровни в скважинах и, следовательно, регулировать высоту подъема жидкости и значение столба жидкости над забоем. В некоторых работах подробно показано, что для насосных способов существует тесная зависимость производительности, надежности, КПД и экономичности от высоты подъема жидкости, а для газлифтных способов – от относительного погружения подъемных труб. В связи с этим приобретает особое значение детальное технико-экономическое сопоставление ряда вариантов различной интенсивности заводнения в сочетании с применением разных способов добычи нефти или же в пределах возможностей одного способа, наилучшим образом отвечающего другим условиям работы скважин.

При длительном процессе разработки месторождения с течением времени возникают расхождения между проектом и действительностью, обусловленные разнообразными причинами: недостаточной изученностью месторождения к началу составления проекта, развитием техники добычи нефти, изменением первоначальных заданий по добыче нефти и т.д. В таких случаях составляется проект доработки месторождения, в который, как и в первоначальный проект, органической частью должен входить выбор способа добычи нефти. Но здесь выбор способа добычи носит несколько особый характер вследствие того, что месторождение уже

эксплуатируется какими-то способами и надо в пределах технико-экономической целесообразности стремиться оставить прежние способы, особенно если срок амортизации работающего оборудования не истек. И еще одно обстоятельство, которое необходимо учитывать в проекте доработки, это необходимость переквалификации промышленного персонала, перестройки организации и управления производства и ломки установившихся навыков и традиций с учетом изменений характера технологических процессов добычи нефти.

Таким образом, выбор способа добычи нефти из нефтяных и нефтегазовых скважин – основа последующей эффективной их эксплуатации. Он зависит от комплекса причин, но результирующим фактором должна быть экономическая целесообразность.

Практика показала, что надежный выбор базируется на анализе множества показателей.

Приведем некоторые рассуждения.

Энергоемкость процесса подъема жидкости зависит от коэффициента полезного действия, который для разных способов добычи имеет различные значения.

Стоимость обслуживания и ремонта напрямую зависит от способа добычи. Однако не все так очевидно: например, стоимость ремонта газлифтных скважин незначительна, но КПД этой системы в определенных горно-геологических условиях может оказаться весьма низким.

Капитальные вложения при внедрении способа механизированной добычи могут быть рассчитаны достаточно быстро и точно. Но расчеты по их компенсации требуют учета множества труднопрогнозируемых факторов: стоимости нефти, инфляции, изменения во времени размеров налогов и т.д.

В этом могут помочь экономические модели, построенные как в начале разработки месторождения, так и на отдельных ее этапах: способы эксплуатации в процессе разработки также меняются.

Основные положения при выборе способа эксплуатации сводятся к следующему.

1. Каждый из способов подъема жидкости имеет свои преимущества и недостатки на всем протяжении эксплуатации скважин. Основой выбора являются запланированный дебит и относительно низкие эксплуатационные расходы в течение "жизни" скважины.

2. Показатели эксплуатации скважин различными способами следует сравнивать между собой, а затем оценивать их экономически.

3. При выборе способа необходимо учитывать культуру производства и требуемую квалификацию обслуживающего персонала.

4. Ограничения, существующие на момент выбора способа, касающиеся техники, технологии, конъюнктуры рынка и т.д., со

временем могут меняться, поэтому расчеты следует периодически повторять.

Рассмотрим показатели, составляющие основу выбора способа эксплуатации по всем применяемым технологиям механизированной добычи:

- 1) штанговый глубинный насос;
- 2) штанговый винтовой насос;
- 3) электропогружной центробежный электронасос;
- 4) диафрагменный насос;
- 5) гидропогружной насос;
- 6) струйный насос;
- 7) непрерывный газлифт;
- 8) периодический газлифт;
- 9) плунжерный газлифт.

Результирующие показатели приведены в табл. 1.1. Следует сказать, что они являются ориентировочными и получены на основе материалов анализа способов эксплуатации скважин в России и США. Для отдельных нефтедобывающих регионов Российской Федерации показатели могут отличаться. Однако методологические подходы к анализу и многие оценки могут быть использованы. При этом следует внести коррективы в первую очередь в технические возможности применяемого оборудования, учесть разнообразие типоразмеров в пределах одного способа, а также широкое применение таких малоизвестных и используемых в качестве опытных экземпляров насосов: гидropоршневых, винтовых, диафрагменных, струйных, непрерывного, периодического и плунжерного газлифта.

Учитывая последнее обстоятельство и предполагая в будущем применение новых технологий в промышленном масштабе, приведем эти материалы.

Оптимальное решение задачи о выборе способов добычи нефти возможно при наличии определенной совокупности исходных данных, основная часть которых необходима для технико-экономических расчетов любого способа эксплуатации, а другая – только для некоторых из них.

При выборе способа добычи нефти в качестве основных показателей рассматриваются технические, технологические, эксплуа-

Таблица 1.1
Оценка технологической и экономической эффективности способов эксплуатации

Показатели	Способ эксплуатации						
	ШГН	ШВН	ЭЦН	ГПН	СН	НГЛ	ПРГЛ
Капитальные вложения	Низкие, увеличиваются с глубиной и производительностью		Низкие, увеличиваются с ростом мощности	Соизмеримы с УШГН. Снижаются при групповой системе, но последняя осложняет технологию	Соизмеримы с ШГН, увеличиваются с ростом мощности	Снижаются за счет централизованной добычи, растут за счет сооружения компрессорных станций	
Подземное оборудование	Характеризуется многообразием	Многообразно. Трудности с подбором эластомера для статора	Многообразие типоразмеров. Усложнение конструкции за счет кабеля	Многообразие типоразмеров. Вторая колонна НКТ. Подъем и спуск насоса без СПО с НКТ	Возможны механические примеси. Отсутствие движущихся деталей, долговечность, простота ремонта	Простота установки ГК, применение канатной техники для СПО со скважинным оборудованием	Применяют забойный клапан и камеру замещения
Коэффициент полезного действия	50–60 % при $K_n \approx 0,8+1,0$	50–70 %	50 % для высокопродуктивных скважин, уменьшается при $Q_{\text{он}} < 160 \text{ м}^3/\text{сут}$	30–40 %, при $l > 17 \text{ м}^3/\text{м}^3$, тенденция к уменьшению	30 %, зависит от рабочего давления силовой жидкости и погружения насоса	20 %, увеличивается при уменьшении дебита, газового фактора и обводненности жидкости	5–10 %, увеличивается за счет применения плунжера
Возможность регулирования	Простая – изменением S , d_n , n_x	Ограничена – изменением n ротора	Ограничена – требуется точный подбор	Хорошая – изменением p_p , $Q_{\text{сж}}$, выбором соответствующего насоса	Отличная – изменением p_p , $Q_{\text{сж}}$, подбор сопла	Отличная – изменением V_r , диаметр НКТ	Хорошая – изменением V_r

Продолжение табл. 1.1

Показатели	Способ эксплуатации						
	ШГН	ШВН	ЭЦН	ГПН	СН	НГЛ	ПРГЛ
Проблемы	Утечки через сальник	Повреждение эластомера – заклинивание через сальник	Требуется большой диапазон мощности	Содержание механических примесей не более 1,5 % диаметром не более 15 мкм; смазка для воды, утечка в силовом насосе	Механические примеси до 2 % диаметром до 25 мкм	Надежный компрессор с $K_3 > 0,35$, осушка газа	Замер и регулирование V_T
Эксплуатационные затраты	Низкие до $H_n = 2250$ м и $Q_{ж} < 64$ м ³ /сут	Низкие, зависят от долговечности статора	Растут при снижении МРП, относительно велики при большой $N_{эд}$	Растут при снижении МРП, выше, чем у ШГН	Высокие с учетом потребляемой мощности, растут при снижении МРП	Низкие, зависят от стоимости компрессора и V_T	
Надежность	Отличная, при наличии осложнений снижается	Хорошая, при надежном эластомере	Зависит от качественного подбора насоса к скважине, температуры	Хорошая при надежном контроле работы системы	Хорошая при правильном выборе сопла и диффузора и $p_{сн} < 28$ МПа	Отличная при правильно спроектированной системе: оптимальное значение V_T и p_p	
Проектирование системы	Простота – каждая скважина рассматривается индивидуально	Простота – ограничения в выборе установки	Требуется точных исходных данных, подход строго индивидуальный	Подбор индивидуальный, нужен предварительный опыт		Требуется сухой газ без коррозионных примесей, выгодно снижение давления	

Условия эксплуатации (ограничения)	Диаметр обсадной колонны не менее 140 мм, $H_{сп} < 2300$ м при $Q_{ж} \leq 80$ м ³ /сут и $H_{сп} < 4560$ м при $Q_{ж} \leq 2,5$ м ³ /сут	Диаметр обсадной колонны более 140 мм и глубина подвески менее 1500 м	Ограничение $N_{дв}$, температуры, $D_{ок} < 300$ мм, $H_{сп} < 3000$ м	$D_{ок} > 200$ мм при параллельном спуске, $p_{сн} < 35$ МПа, $H_{сп} < 5200$ м	$H_{сп}$ до 6100 м, остальное как для ЭЦН	При $Q_{ж} > 160$ м ³ /сут $D_{ок} > 178$ мм, $d_{нкт} > 89$ мм $p_p > 10$ МПа, $H_{сп} < 3050$ м	Уровень жидкости в скважине больше 3000 м
Условия на приеме насоса	$p_{пр} > 0,35 + 0,7$ МПа	$p_{пр} \approx 0,7$ МПа	$p_{пр} \approx 1,75$ МПа, $\beta_r < 5\%$	$p_{пр} > 0,7$ МПа	$p_{пр} > 2,3$ МПа при $H_{сп} \approx 1500$ м	$\Delta p_{пр} \approx 0,7$ МПа на 305 м при $H_{сп} \approx 3000$ м $p_{пр} > 7$ МПа	$p_{пр} > 1,75$ МПа при $H_{сп} \approx 3000$ м, условия улучшаются при использовании камеры замещения
Глубина использования установки	$H_{сп}$ до 2300 м при $Q_{ж} \leq 80$ м ³ /сут, $H_{сп} \leq 456$ м при $Q_{ж} \leq 2,5$ м ³ /сут	$H_{сп} \leq 1500$ м	$H_{сп} \leq 3000$ м	$H_{сп} \leq 5200$ м при $p_{сн} \leq 35,0$ МПа	$H_{сп} \leq 6100$ м	$H_{сп} \leq 3050$ м при $d_{нкт} = 73$ мм, $I = 170$ м ³ /м ³ , $p_p = 10,0$ МПа, $Q_{ж} \leq 160$ м ³ /сут	$H_{сп} > 3000$ м при $H_{гп} > 3000$ м
Занимаемая площадь	Значительная под СК	Небольшая	Небольшая – трансформатор	Силовой насос, установка для подготовки силовой жидкости		Компрессор, газовые линии	
Приводной двигатель	Электрический или газовый		Электрический	Электрический, газовый, дизельный		Электрический, газовый, турбина для привода компрессора	
Парафинообразование	Подача ингибитора, скребки, термообработка	Подача ингибитора в затрубное пространство, термообработка		Подача ингибитора в рабочую жидкость, термообработка		Подача ингибитора с газом в затрубное пространство и в газовые линии, скребки	

Кривизна ствола скважины	Увеличение трения, удовлетворительная работа при $\alpha \leq 5^\circ$ на 10 м	Необходимы центраторы	Удовлетворительная при установке насоса в интервале не более 2° на 10 м	Возможна работа в горизонтальных скважинах	Отлично: применить короткий насос в стволе с кривизной до 8° на 10 м	Отлично: ограничение при спуске клапанов при кривизне более 70°
--------------------------	--	-----------------------	--	--	---	--

Продолжение табл. 1.1

Показатели	Способ эксплуатации						
	ШГН	ШВН	ЭЦН	ГПН	СН	НГЛ	ПРГЛ
Применение двухрядного лифта	Возможно в обсадных колоннах $D_{ок} > 178$ мм	Нет	Нет	Возможно в многопластовой скважине при надежной изоляции пластов		Возможно применение двухрядного лифта из НКТ $d = 60$ мм в колонне 178 мм и $d = 76$ мм в колонне 229 мм	
Механические примеси	Возможно при $\mu = 10 \div 200$ мПа·с и более при содержании песка до 10 %	Хорошо при содержании песка до 50 % и $\mu > 200$ мПа·с	Механические примеси допустимы до 0,2 %, применять износостойкие материалы	Допуск механических примесей до 0,01 % с диаметром частиц менее 15 мм	Допуск до 3 % в рабочей жидкости	Отлично, ограничения в системе сбора нефти – до 0,1 %	Удовлетворительно, возможны отложения в клапанах
Вязкость	Хорошо при $\mu = 200$ мПа·с и $Q_{ж} = 64$ м ³ /сут	Отлично	Удовлетворительно при $\mu = 200$ мПа·с, надо увеличить N и снизить p_y	Хорошо до $\mu = 500$ мПа·с и $\rho = 1010$ кг/м ³ . Силовая жидкость менее вязкая	Хорошо – $\mu = 80$ мПа·с, рабочая жидкость с $\mu = 50$ мПа·с и $\rho = 910$ кг/м ³	Удовлетворительно при $\mu = 20$ мПа·с и $\rho = 960$ кг/м ³	

Высокий дебит	Удовлетворительно – $Q_{\max} = 640 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=300 \text{ м}$ и $Q_{\text{ж}}=160 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=1500 \text{ м}$	Возможно при $Q=320 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=610 \text{ м}$; при $Q=32 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=1500 \text{ м}$	Отлично при $Q_{\text{ж}}=640 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=1200 \text{ м}$. Требуется увеличение мощности системы	Хорошо при $Q_{\text{ж}}=480 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=1200 \text{ м}$; $Q_{\text{ж}}=160 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=3050 \text{ м}$ при $p = 24,5 \text{ МПа}$	Отлично при требуемой мощности $Q_{\max}=240 \text{ м}^3/\text{сут}$	Отлично – $Q_{\text{ж}} < 800 + 1600 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $p_{\text{нак}}=10 \text{ МПа}$, $\Gamma = 170 \text{ м}^3/\text{м}^3$	Плохо – $Q = 32 \text{ м}^3/\text{сут}$
Малый дебит	Отлично с $Q=16 \text{ м}^3/\text{сут}$		Плохо – низкий КПД при $Q_{\text{ж}}=64 \text{ м}^3/\text{сут}$	Удовлетворительно при $Q_{\text{ж}}=16 + 48 \text{ м}^3/\text{сут}$ с глубины 1200–1300 м. Возможен $Q_{\text{ж}}=12 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=3600 \text{ м}$	Удовлетворительно $Q_{\min}=32 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=1200 \text{ м}$	Удовлетворительно $Q_{\min}=32 \text{ м}^3/\text{сут}$	Хорошо при $Q_{\min}=48 \text{ м}^3/\text{сут}$

Примечания: СПО – спускоподъемные операции; ГК – газлифтный клапан; $K_{\text{н}}$ – коэффициент наполнения; $p_{\text{р}}$ – рабочее давление; $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости; Γ – газовый фактор; $V_{\text{г}}$ – расход газа; S – длина хода полированного штока; $d_{\text{н}}$ – диаметр насоса; $n_{\text{х}}$ – число ходов; n – частота вращения; $Q_{\text{сж}}$ – объемный расход силовой жидкости; d – диаметр; $K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации; ЭД – двигатель; N – мощность; $p_{\text{сн}}$ – давление силового насоса; T – температура; $H_{\text{сп}}$ – глубина спуска насоса; $D_{\text{ок}}$ – диаметр обсадной колонны; $p_{\text{пр}}$ – давление на приеме насоса; Δp – перепад давления; $H_{\text{пр}}$ – глубина динамического уровня; СК – станок-качалка; α – угол отклонения от вертикали; $p_{\text{у}}$ – давление на устье; μ – вязкость; ρ – плотность жидкости; $Q_{\max}$ – максимальный дебит; $Q_{\min}$ – минимальный дебит скважины.

тационные, экологические и социальные. Предварительный выбор по рекомендации И.Т. Мищенко с соавторами [7] может быть произведен на основе обобщенных параметров с использованием рангового подхода.

Для одной группы частных параметров (X), оценивающих возможность успешного применения того или иного способа добычи, рекомендуется использовать пятибалльную систему оценок:

Отличная	4
Хорошая	3
Удовлетворительная	2
Плохая.....	1
Невозможно	0

Для другой группы частных параметров (Y), характеризующих сложность системы, капитальные вложения, металлоемкость и т.д., достаточно использовать трехбалльную систему оценок:

Высокая	3
Средняя	2
Низкая	1

Обобщенные Z -параметры для различных способов добычи нефти могут быть определены как средние геометрические частных оценок для рассматриваемых параметров:

$$X = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} ; \quad (1.21)$$

$$Y = \sqrt[k]{\prod_{i=1}^k y_i} ; \quad (1.22)$$

$$Z = \sqrt{XY} , \quad (1.23)$$

где X – обобщенный параметр, оценивающий возможность успешного применения данного способа добычи нефти; Y – обобщенный параметр, характеризующий общую эффективность способа добычи нефти; x_i, y_i – оценка частных параметров; n, k – число частных x - и y -параметров.

Оценку частных x -параметров для основных способов механизированной добычи нефти можно производить по рекомендуемым оценкам в зависимости от горно-геологических условий их применения, приведенным в работе [7].

Рассматриваемая система оценок параметров может быть использована только для предварительного выбора способа добычи

нефти. Окончательное решение должно приниматься по основным показателям варианта проектируемой системы разработки.

Этот метод удобен тем, что если хоть один из частных параметров равен нулю, то данный способ эксплуатации неприменим в условиях эксплуатации данного объекта разработки. Для него характерна высокая чувствительность к низким оценкам частных параметров. Рассчитывая обобщенные параметры X и Y , допускается уточнение тех частных параметров, которые могут существенно влиять на возможность и эффективность применения того или иного способа добычи нефти в конкретных условиях.

1.3. СПОСОБЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

В Оренбургской области на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации в категории разрабатываемых числится более 80 месторождений. Кроме того, более 10 месторождений находятся в стадии пробной эксплуатации. Таким образом, общее количество месторождений, на которых осуществляется плановая добыча нефти организациями Оренбургской области, превышает 100 [164].

ОАО "Оренбургнефть" эксплуатирует около 85 % общего количества разрабатываемых месторождений в области.

Степень изученности месторождений (запасов нефти) по большинству разрабатываемых объектов достаточно высока. Относительно низка степень изученности и охвата залежей нефти разработкой на месторождениях, которые находятся в пробной эксплуатации.

По территории области месторождения распределены неравномерно. Наибольшее их количество расположено в пределах Муханово-Ероховского нефтегазоносного района, здесь же сосредоточены основные запасы нефти.

Значительная доля остаточных извлекаемых запасов связана с продуктивными пластами каменноугольной системы (40,77 % общих запасов), причем основная доля запасов сосредоточена в турнейском ярусе (12,89 %), бобриковском горизонте (11,9 %), башкирском ярусе (6,21 %) и окском надгоризонте (5,64 %) [164].

С продуктивными пластами девонской системы связано 25,95 % извлекаемых запасов нефти. Здесь запасы нефти распределены следующим образом: ардатовский горизонт (7,85 %), пашийский горизонт (6,76 %), афонинский горизонт (6,0 %) и воробьевский горизонт (5,34 %).

Менее всего запасов нефти (24,13 %) связано с отложениями пермской системы. Основная доля их приурочена к восточному окончанию Оренбургского месторождения.

Как было показано выше, выбор способов добычи нефти в значительной степени определяется горно-геологическими характеристиками разрабатываемых объектов, составом и физическими свойствами нефти и газа. К ним в первую очередь относятся: глубина залегания пласта; пластовое давление и температура; гидродинамические характеристики пластов; вязкость нефти в пластовых условиях; начальное газосодержание в нефти и др.

Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти Оренбургской области по глубине залегания продуктивных пластов и типам коллекторов представлено в табл. 1.2 и 1.3. Видно, что наибольшее количество запасов нефти (44,9 %) приурочено к глубинам до 2000 м, это определяется присутствием в данной группе артинской залежи Оренбургского месторождения. Без этого месторождения к глубинам до 2000 м приурочено 64 залежи с запасами в 26,3 % от общих запасов нефти.

залежей нефти, в которых заключено около 80 % общих запасов, обладают невысокой вязкостью – до 5 мПа·с. Удовлетворительной вязкостью (от 5 до 10 мПа·с) характеризуются 53 залежи нефти с запасами 11,4 %. Высоковязкие нефти с вязкостью в пластовых условиях более 10 мПа·с содержатся в 35 залежах, запасы которых составляют 7,5 % общих.

Таблица 1.2

Распределение запасов нефти по глубине залегания продуктивных пластов [164]

Глубина залегания, м	Количество залежей	Остаточные извлекаемые запасы нефти, %
До 2000	65	44,9
2000–2500	78	15,1
2500–3000	64	11,9
3000–3500	32	7,0
3500–4000	26	4,8
Более 4000	23	16,3
Итого	288	100

Таблица 1.3

Распределение запасов нефти по типу коллектора [164]

Тип коллектора	Количество залежей	Остаточные извлекаемые запасы нефти, %
Карбонатный	169	60,03
Терригенный	119	39,97
Всего	288	100

Распределение залежей по вязкости нефти приведено в табл. 1.4.

В течение последних десяти лет в юго-западной части Оренбургской области было открыто более десяти месторождений нефти и газоконденсата, связанных в основном с отложениями среднего девона, залегающими на больших глубинах (от 4,2 до 5,5 км). Приурочены они к Камелик-Чаганской системе тектонических блоков кристаллического фундамента Бузулукской впадины, ступенеобразно погружающихся в сторону Прикаспийской синеклизы (рис. 1.17).

Таблица 1.4
Распределение залежей по вязкости нефти

Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	Количество залежей нефти	Остаточные извлекаемые запасы нефти, %
До 1	62	20,2
1–5	138	60,9
5–10	53	11,4
10–20	19	4,7
20–30	10	1,63
Более 30	6	1,17
Итого	288	100

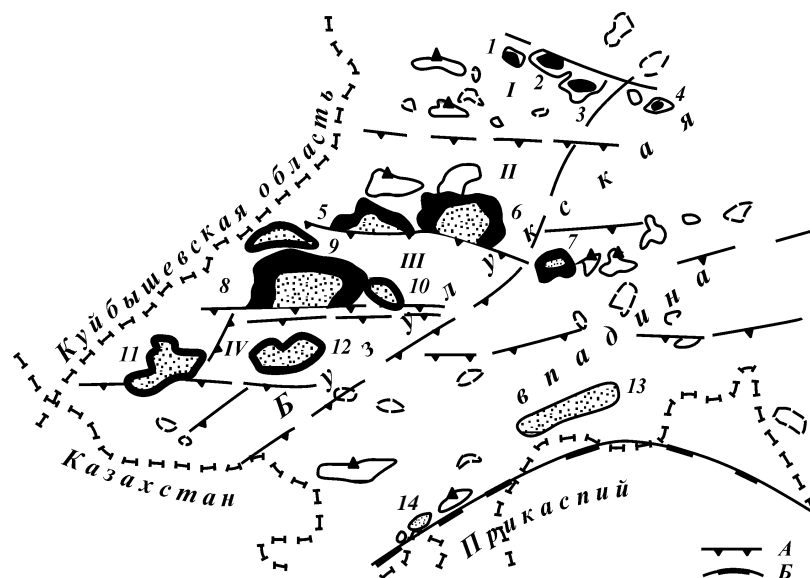


Рис. 1.17. Схема размещения нефтяных и газоконденсатных месторождений на юго-западе Бузулукской впадины:

А – северная граница Прикаспийской синеклизы по отложениям мезозоя (Токаревский сброс); *Б* – разломы кристаллического фундамента и тектонические блоки (*I* – Мансуровский; *II* – Росташинский; *III* – Зайкинский; *IV* – Мирошкинский); 1–14 – месторождения: 1 – Рыкобаевское; 2 – Гаршинское; 3 – Ефимовское; 4 – Васильевское; 5 – Конновское; 6 – Росташинское; 7 – Давыдовское; 8 – Зайкинское; 9 – Зоринское; 10 – Восточно-Зайкинское; 11 – Вишневское; 12 – Мирошкинское; 13 – Долинное; 14 – Уральское

Все разведанные месторождения обладают рядом особенностей, резко отличающих их от месторождений нефтедобывающих районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Эти особенности порождают целый ряд теоретических, технических и технологических проблем, которые

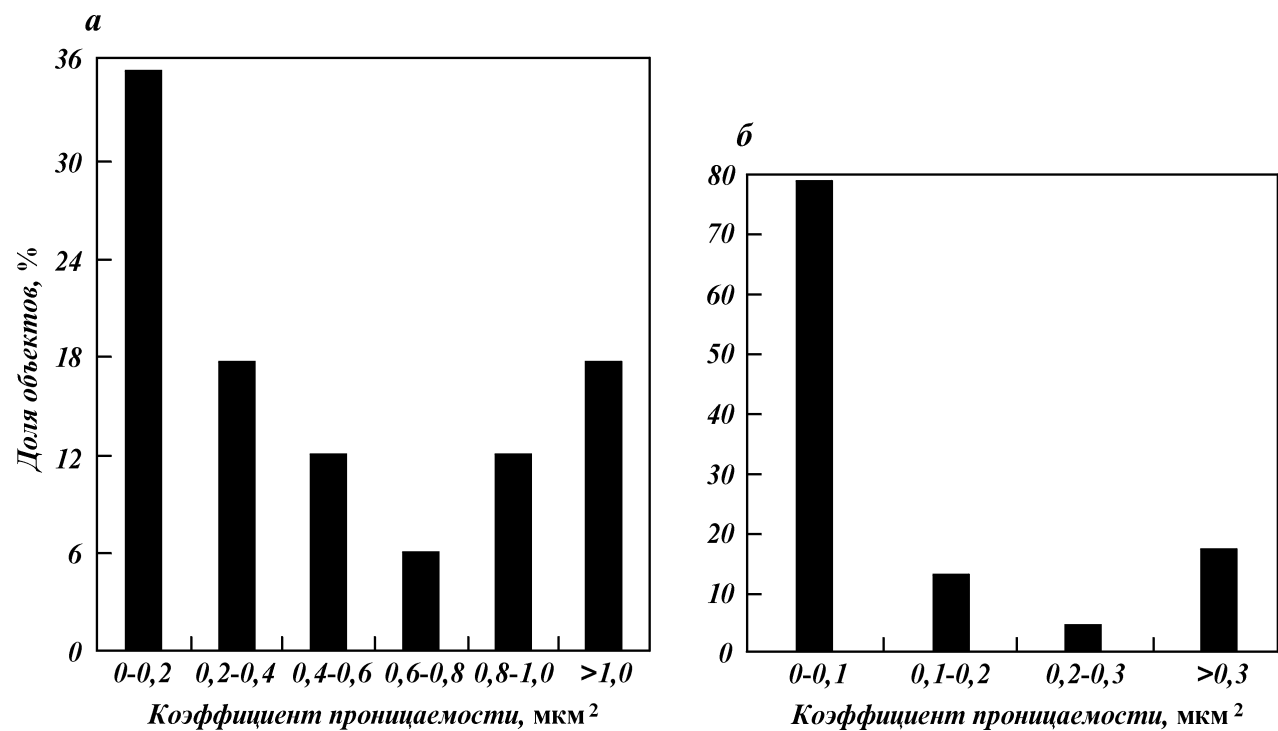


Рис. 1.16. Распределение объектов разработки ОАО "Оренбургнефть" терригенных (а) и карбонатных (б) коллекторов по проницаемости

необходимо решать в процессе промышленного освоения месторождений, так как применение обычных технологий извлечения жидких углеводородов без учета всего спектра специфических свойств залежей может привести к снижению эффективности добычи нефти. Разведанные месторождения приурочены к пологим антиклинальным поднятиям, осложненным разрывными нарушениями. Амплитуда поднятий не превышает 50–70 м. Тип залежей в основном пластовый. По величине запасов месторождения относятся к категории средних. Промышленная нефтеносность разреза месторождений связана с карбонатными пластами Д-V-1 и Д-V-2 афонинского горизонта, терригенными пластами Д-IV-1 и Д-IV-2 воробьевских и Д-III ардатовских слоев старооскольского горизонта эйфельского и живетского ярусов девонской системы.

Продуктивные пласты отличаются небольшой толщиной, максимальное значение не превышает 50 м. В целом пласты являются сложнопостроенными, состоят из нескольких пропластков, каждый из которых характеризуется различной степенью распространения по площади. Часть пропластков представляют собой линзы и полулинзы ограниченных размеров. В целом набор пропластков создает достаточно сложную картину построения продуктивных пластов.

Коллекторские свойства продуктивных пластов характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Проницаемость по пластам по данным исследования керна изменяется от 0,20 до 0,004 мкм², пористость – от 4,5 до 12 %. Несмотря на столь неблагоприятные коллекторские свойства, дебиты скважин сравнительно высокие и изменяются в пределах 20–250 т/сут. Коэффициент продуктивности по пластам изменяется в пределах от 1,02 до 48,4 т/(сут·МПа). Относительно высокая продуктивность скважин при неблагоприятных коллекторских свойствах продуктивных пластов объясняется исключительно высокой подвижностью нефти в пластовых условиях. Большая глубина залегания залежей нефти и газа (4–4,5 тыс. м), значительные пластовое давление и температура существенно повлияли на состояние флюидов, насыщающих продуктивные пласты, и их физико-химические свойства. Выявленные залежи нефти и газа находятся в жестких термобарических условиях. Начальное пластовое давление достигает 50–52 МПа, температура – 95–103 °С. Нефть содержит большое количество растворенного газа (500–800 нм³/т и более). Это в сочетании с высокой температурой обуславливает чрезвычайно низкую, порой сопоставимую с газом, вязкость нефти в пластовых условиях. Так, например, вязкость нефти продуктивного пласта Д-V Зайкинского месторождения составляет 0,07 мПа·с, а вязкость газа в аналогичных условиях – 0,04–0,05 мПа·с. Соотношение жидкой и газовой фаз в нефтях и газоконденсатных залежах иногда настолько близко, что это вызывает затруднение при

определении состояния флюидальной системы в пластовых условиях. Так, первоначально залежь пласта Д-V-2 на Зайкинском месторождении, по заключению института "Гипровостокнефть", считалась газоконденсатной и лишь детальные исследования на установке фазовых равновесий "Альстом-Атлантик" позволили установить, что углеводородная система является нефтяной и при пластовых условиях представлена недонасыщенной газом жидкой фазой. Степень недонасыщенности газом достаточно велика. Разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения составляет 16,0–17,0 МПа, достигая в отдельных случаях 20,8 МПа (пласт Д-III-2 Росташинского месторождения).

Характеристика условий залегания и физико-химические свойства нефтей Зайкинской группы месторождений приведены в табл. 1.5.

Геолого-физические особенности залежей углеводородов Зайкинской группы месторождений требуют иного подхода к выбору технологии добычи нефти и выбору способов эксплуатации скважин.

Первым месторождением Зайкинской группы, введенным в 1987 г. в промышленную разработку, является Зайкинское месторождение. Его продуктивные пласты содержат залежи нефтей в пластах Д-III и Д-V и газоконденсатную залежь в пласте Д-IV.

Технологическими особенностями эксплуатации скважин Зайкинского месторождения являются:

- большая глубина залегания продуктивных пластов, достигающая 4590 м;

- высокая пластовая температура, 95–101 °С;

- высокое давление насыщения нефти газом, 36 МПа;

- высокий газовый фактор, 730 м³/м³;

- высокие депрессии на пласт, вызывающие существенное снижение забойного давления в добывающих скважинах.

Одним из отрицательных моментов заводнения при разработке залежей легких нефтей является неизбежность организации механизированного способа добычи нефти. Расчетами, выполненными при проектировании разработки рассматриваемого месторождения, было показано, что прекращение фонтанирования скважин может наступить при достижении обводненности добываемой продукции 20–30 %. Следует отметить, что проблема механизированной добычи нефти при больших глубинах залегания нефтяных залежей и высокой газонасыщенности пока еще не получила удовлетворительного решения. Возможен вариант газлифтной эксплуатации, однако для его реализации потребуются значительные затраты на строительство и эксплуатацию компрессорных станций и других промысловых коммуникаций.

В технологической схеме разработки Зайкинского месторождения подъем продукции скважин на дневную поверхность предусмотрено

осуществить фонтанным способом, что и реализуется практически. В настоящее время единственным способом эксплуатации скважин пласта Д-V является фонтанный.

Техническое состояние добывающих скважин вполне удовлетворяет предъявляемым требованиям. Исключение составляет ряд скважин, где межколонное давление превышает допустимое. Возможными причинами повышения давления газа в межтрубном пространстве являются:

- пропуски в герметизирующих элементах в колонных головках;
- пропуски в резьбовых соединениях обсадных труб;
- низкое качество цементирования при креплении скважин.

При фонтанном способе добычи продукция отбирается по лифту, составленному из труб диаметром 73 мм, спущенных до интервала перфорации пласта. Для герметизации устья добывающих скважин применяется фонтанная арматура типа АФ6А-80/50Х700К2.

В проекте разработки предполагалось, что продолжительность фонтанного периода по нефтяным объектам будет длительной при поддержании пластового давления закачкой воды, так как значительное содержание попутной пластовой воды в продукции скважин будет наблюдаться лишь в конечной стадии разработки.

Таблица 1.5

Условия залегания и физико-химическая характеристика нефтей Зайкинской группы месторождений

Месторождение	Пласт	Глубина перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Содержание, % (по массе)		
								сера	силикагелевые смолы	асфальтены
Зайкинское	Д-III	4300	45,78	95	533,6	0,789	0,14	0,49	1,64	0,31
	Д-IV	4400	46,86	96	2139,0	0,782	0,13	0,29	0,71	0,21
	Д-V	4500	51,69	101	1172,0	0,780	0,07	0,32	0,94	0,11
Росташиинское	Д-III	4194–4228	47,90	85	599,2	0,779	0,20	0,13	2,20	0,40
	Д-IV	4318–4340	49,03	83	638,9	0,783	0,15	0,26	1,20	0,05
	Д-V	4453–4472	46,60	87	710,5	0,774	0,14	0,30	1,00	0,04
Гаршинское	Д-III	4074–4090	40,40	84	445,8	0,795	0,28	0,33	1,70	0,30
	Д-IV	4171–4178	45,21	85	819,7	0,766	0,13	0,14	0,91	0,05
	Д-V	4252–4260	49,03	90	640,2	0,785	0,16	0,50	1,40	0,17
Южно-Гаршинское (газоконденсатная залежь)	Д-V	4219–4226	45,34	82	1470,3	0,765	0,14	0,44	0,37	0,05
Давыдовское	Д-V	4494–4518	51,78	91	797,6	0,777	0,10	0,25	0,20	0,01
Конновское	Д-IV	4340–4367	47,42	82	991,3	0,784	0,19	0,11	1,50	0,30
	Д-V	4459–4490	48,72	82	983,0	0,800	0,15	0,40	1,70	0,14
Зоринское	Д-V	4565–4588	44,21	104	921,0	0,753	0,12	0,67	0,71	0,08

Однако из-за недостаточной продуманности особенностей подъема продукции скважин пласта Д-V показатели фонтанной добычи нефти оказались несколько заниженными. Ухудшение работы фонтанных подъемников, очевидно, происходит по следующим причинам:

Таблица 1.6

**Показатели работы некоторых скважин пласта Д-V
перед прекращением подачи жидкости**

Скважина	Пластовое давление, МПа	Дебит по нефти, т/сут	Обводненность продукции, % (по объему)	Давление на устье, МПа	Давление в затрубном пространстве, МПа
1312	336	99	34,5	110	170
1309	365	9	86,0	125	150
2612	381	10	60,0	90	90
1002	380	45	Нет данных	120	130
1310	375	65	Нет данных	170	175
2614	365	43	40	55	200

скважины эксплуатируются при пластовых давлениях, значительно меньших начального;

на устье скважин поддерживается большое противодавление, достигающее до 16,0 МПа и более;

практически не используются известные способы регулирования работы фонтанных подъемников (уменьшение среднего давления в подъемнике, изменение диаметра подъемника, повышение пластового давления (повышение пластового давления происходит медленно), применение диспергаторов, ПАВ для улучшения структуры газожидкостных смесей и др.).

Текущее состояние условий эксплуатации скважин характеризуется неуклонным увеличением содержания воды в добываемой жидкости, что приводит к их "самоглушению". Результаты многочисленных анализов проб попутной воды показали, что скважины обводняются в основном закачиваемой водой. Причиной отсутствия подачи жидкости является утяжеление столба жидкости в подъемнике, т.е. увеличение потерь давления на преодоление гидростатического напора столба жидкости. Подтверждением этого являются результаты работ по возобновлению эксплуатации скважины на фонтанном режиме. После остановки в скв. 2612 в 1993 г. скважинная жидкость была заменена нефтью, в результате чего данная скважина стала фонтанировать.

Обводненность продукции скважины перед прекращением фонтанирования изменяется в широких пределах, что свидетельствует о влиянии и других неизученных факторов. В табл. 1.6 приведены сведения о режимах работы некоторых скважин перед прекращением фонтанирования.

Видно, что пластовое давление в остановленных скважинах практически снижалось до значения давления насыщения и ниже, что приводило к значительному снижению забойного давления и разгазированию нефти в пластовых условиях. По-видимому,

разгазирование нефти в некотором объеме пласта сопровождается увеличением фильтрационных сопротивлений в нефтенасыщенных пропластках. В обводненных пропластках снижение давления не приводит к существенному уменьшению фазовой проницаемости для воды, так как остаточная нефтенасыщенность в промытых пропластках мала.

Это предположение следует считать гипотетическим и требующим проверки теоретическими и промысловыми исследованиями.

По мнению автора, задачи повышения эффективности фонтанного способа добычи нефти из пласта Д-V прежде всего требуют тщательного изучения условий и причин прекращения фонтанирования скважин.

Поиск возможных резервов продления фонтанного периода работы скважин в условиях разработки пласта Д-V необходимо вести в следующих направлениях:

- повышение пластового давления;
- снижение устьевого давления на скважинах;
- изменение диаметра фонтанных подъемников;
- применение диспергаторов различных конструкций;
- применение ПАВ для увеличения дисперсности газа в подъемнике;
- герметизация межколонного пространства путем спуска пакера;
- проведение водоизоляционных работ в добывающих скважинах и регулирование движения воды в области дренирования пласта;
- периодическая замена скважинной жидкости нефтью путем обратной промывки.

Из краткого анализа динамики и состояния процессов подъема нефти на дневную поверхность на Зайкинском месторождении видно, что при проектировании разработки недостаточно была продумана задача рационального использования начальной пластовой энергии как по пласту Д-V, так и в целом по месторождению.

Основная часть "старых" месторождений находится на поздней стадии разработки и характеризуется ухудшением условий эксплуатации (табл. 1.7). На этом этапе преобладают более дорогие по сравнению с фонтанным механизированные способы добычи нефти. Процесс разработки характеризуется прогрессирующим обводнением добываемой жидкости; образованием высоковязких эмульсий; различными осложнениями в связи с образованием АСПО, неорганических солей в оборудовании; сравнительно большой глубиной залегания продуктивных пластов (2300– 2500 м); использованием уплотняющих наклонно направленных скважин; освоением месторождений высоковязких нефтей. Влияние перечисленных факторов повышает напряженность работы механизированного фонда скважин и, следовательно, снижает технико-экономические показатели работы установок. В такой ситуации

особую важность приобретает оптимальный выбор способа добычи нефти, типоразмера применяемого оборудования для подъема продукции скважин на дневную поверхность.

Основные нефтяные месторождения ОАО "Оренбургнефть" эксплуатируются, как правило, с применением интенсивных систем поддержания пластового давления. Несмотря на это, значительная часть добывающих скважин оборудована штанговыми глубинными (62 %) и погружными электроцентробежными насосами (39 %).

Скважинными штанговыми насосами добывается около 24 % нефти и электроцентробежными – 49 %. Средняя обводненность добываемой жидкости превысила 65 %. На промыслах используются скважинные насосы различных типоразмеров как отечественного производства, так и импортные. Межремонтный период работы скважин, оборудованных установками УЭЦН, превысил 460 сут, а скважин с ШСНУ – 300 сут.

Таблица 1.7

**Характеристики некоторых нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть",
находящихся в длительной разработке**

Месторождение, пласт	Глубина залегания пласта, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Газовый фактор нефти, т/м ³	Давление насыщения нефти газом, МПа	Содержание парафина в нефти, % (по массе)
Сорочинско-Никольское, Б ₂	2380	21,3	43	1,9	62	6,0	5,8
Т ₁	2410	–	44	1,7	62	7,3	5,5
Бобровское, А ₄	2077	22,9	47	1,5	74	8,2	6,7
О ₂	2467	26,2	50	1,4	89	8,8	5,3
Б ₂	2750	30,0	60	1,4	59	3,5	9,2
Т ₁	2780	31,7	56	0,9	82	7,7	5,8
Покровское, Б ₂	2300	26,0	43	2,9	38	6,2	5,5
Долговское, Б ₂	2760	30,8	50	1,1	68	5,1	4,1
Т ₂	2860	31,0	52	1,4	46	5,1	5,9
Герасимовское, А ₄	2114	22,5	45	0,9	60	6,0	4,9
Б ₂	2744	30,2	65	1,3	28	3,6	6,2
Тананыкское, Т ₁	2818	31,1	50	0,9	101	8,8	5,8
Т ₂	2855	31,3	51	1,4	44	5,7	5,0
Курманаевское, Т ₁	2704	30,2	52	0,9	133	9,9	6,0
Родинское, Т ₁	2393	26,5	49	1,7	58	8,3	5,0
Гаршинское, Д-III; (II)	4112	45,3	84	0,28	268	19,8	4,7
Самодуровское (Б ₂ +Т ₁), (I)	1755	18,3	30–33	8,00	3–20	1,0–3,9	11,0–5,6

Разработано объединением совместно с научно-исследовательскими институтами и производственными предприятиями и налажено производство длинноходовых насосных установок с безбалансирным приводом. Промысловые испытания показали достаточно высокую надежность ДНУ и возможность ее применения в широком диапазоне изменения горно-геологических и технологических условий добычи нефти.

Известно, что из-за постоянно меняющихся условий разработки нефтяных месторождений значительная часть фонда скважин нуждается в систематической оптимизации технологических режимов работы. Установленные в результате теоретических и промысловых исследований зависимости для расчета коэффициента подачи ШГН и распределения давления по стволу скважины, оборудованной ШГН, позволили разработать алгоритмы расчетов по выбору оборудования и режимов его работы. Большая трудоемкость расчетов потребовала разработки методики оптимизации технологических режимов на компьютере.

Дальнейшие исследования направлены на повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных ШГН, в осложненных условиях: при разработке залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами, с применением новых методов

Таблица 1.8
Динамика способов добычи нефти по объектам
ОАО "Оренбургнефть" по годам

Показатель	Годы			
	1996	1997	1998	1999
Действующий фонд скважин:				
фонтан	6	3	8	8
ЭЦНУ	34	35	43	37
ШСНУ	59	61	49	62
Добыча нефти, % общей добычи:				
фонтан	23	25	27	27
ЭЦНУ	56	52	49	49
ШСНУ	21	23	24	24
Добыча жидкости, % общей добычи:				
фонтан	10	10	11	11
ЭЦНУ	75	70	70	69
ШСНУ	15	20	19	20
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут:				
фонтан	47,3	47,2	47,4	44,5
ЭЦНУ	18	17,9	17,8	18
ШСНУ	4,4	4,7	4,5	4,4
Межремонтный период, сут:				
ЭЦНУ	400	355	443	459
ШСНУ	261	322	319	300

увеличения нефтеотдачи, на периодическом режиме откачки нефти из глубоких скважин, при наличии в нефти коррозионных компонентов, интенсивных отложений парафина и неорганических солей. Особое внимание уделяется исследованиям по увеличению коэффициента полезного действия ШСНУ, снижению расхода электроэнергии и созданию экологически чистых энергоресурсосберегающих технологий при эксплуатации скважин установками штанговых насосов.

В табл. 1.8 приведены сведения об изменениях в структуре фонда скважин и показатели добычи нефти за 1996–1999 гг. Видна стабильность основных показателей добычи нефти, по некоторым из них наблюдается некоторое улучшение. Все это свидетельствует о достаточно высокой эффективности геолого-технических мероприятий по совершенствованию процессов добычи нефти.