

Ф.С.АБДУЛИН

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

*Рекомендовано Управлением организации труда, заработной платы
и рабочих кадров Министерства нефтяной промышленности
в качестве учебного пособия для операторов
по добыче нефти и газа*



МОСКВА «НЕДРА» 1983

Абдулин Ф. С. Добыча нефти и газа. Учебное пособие для рабочих. М., Недра, 1983, с. 256.

Рассмотрены основы разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с применением различных способов повышения нефтеотдачи. Описаны методы вскрытия продуктивных пластов, гидродинамических исследований и освоения добывающих и нагнетательных скважин, обработки их призабойных зон, способы эксплуатации скважин с применением современного технологического оборудования. Приведены сведения по подземному и капитальному ремонту скважин, сбору, подготовке и транспорту нефти и газа.

Для подготовки и повышения квалификации операторов по добыче нефти и газа.

Табл. 9, ил. 107, список лит.— 6 назв.

Рецензенты:

инж. *В. Ф. Лесничий* (НГДУ Лениногорскнефть),
канд. техн. наук *М. Н. Галлямов* (объединение Башнефть).

Глава I

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

§ 1. О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА

Единого мнения о происхождении нефти и газа в настоящее время пока не существует. Имеются гипотезы неорганического и органического происхождения нефти и газа.

Целый ряд ученых придерживаются гипотезы неорганического происхождения нефти и газа в недрах земли в результате химических реакций между водородом и углеродом в условиях высоких температур и давлений при отсутствии органических веществ.

Гипотеза органического происхождения нефти предполагает образование нефти и газа из остатков животных и растительных организмов в условиях высоких температур при отсутствии кислорода.

В мелких застойных бассейнах в огромных количествах развиваются сине-зеленые водоросли, мелкие членистоногие и планктонные организмы. Умирая, они вместе с пылью растений и некоторым количеством принесенного мелкого минерального вещества падают на дно бассейна, образуя мягкие, иногда довольно мощные слои органического ила — сапропели. Постепенно сапропель и гумусовые отложения накапливаются на дне водоемов и в зависимости от давления, температуры, количества кислорода и минерализации воды происходит реакция гидролиза жиров, содержащихся в отложениях, и образуются жирные кислоты, глицерин и другие продукты, которые затем превращаются в углеводороды (метановые, нафтеновые, ароматические) и кислородные соединения (кетоны). Все эти соединения, растворяясь в массе жирных кислот, образуют однородную смолоподобную массу и вместе с минеральными веществами (песком, глиной) остаются на дне бассейна, покрываясь минеральными отложениями. Такую смолообразную массу можно назвать первичной нефтью. В процессе превращения в нефть органического материала в восстановительной среде происходят химические процессы, приводящие к увеличению содержания углерода и водорода и уменьшению содержания кислорода.

В настоящее время полагают, что для преобразования первичного органического материала в нефть необходима совокупность факторов — повышенных температур, давлений, деятельности бактерий, действия радиоактивных веществ.

Породы, слагающие земную кору, в зависимости от их происхождения подразделяются на три группы: 1) изверженные, 2) осадочные, 3) метаморфические.

Изверженные породы образовались в результате охлаждения и затвердения излившейся из земли расплавленной магмы. Изверженные породы составляют основную массу земли. Характерное свойство изверженных пород — их кристаллическое строение, практически отсутствие пор. К изверженным породам относят гранит, сиенит, базальт, андезит, серпантины, диабазы, габбро-диабазы и др.

Осадочные породы сформировались в результате осаждения органических и неорганических веществ. Мельчайшие кусочки изверженных пород, а также остатки животных и растительных организмов, осаждаясь, постепенно образовывали слои и пласты. Эти породы по способу образования подразделяют на обломочные, породы химического и органического происхождения.

Обломочные породы образовались в результате разрушения, переноса и отложения разрушенных пород. К ним относят галечники, конгломераты, брекчии, пески, песчаники, алевролиты, алевриты и глины.

Породы химического происхождения образовались вследствие химических процессов путем осаждения. В состав этих пород входят минеральные вещества, осадившиеся на месте залегания пород, но не перенесенные водой, подобно зернам песков и песчаников. К породам химического происхождения относят минеральные соли (хлориды, сульфаты и др.), карбонаты (известняки, доломиты и др.) и кремнистые породы. Для пород химического происхождения характерна кристаллическая структура.

К группе пород органического происхождения относят породы, образовавшиеся в результате жизнедеятельности организмов (известняки, яшмы, фосфориты, угли и др.). Характерной для этих пород является так называемая шламовая структура, где преобладают органические обломки.

Наиболее распространенными осадочными породами в природе являются пески, песчаники, известняки и глины.

В результате тектонических процессов под действием сильного давления раскаленных паров и газов происходит изменение состава и структуры ранее образованных изверженных и осадочных горных пород. Вновь образованные породы называются **метаморфическими**. Основные из них — кварциты, сланцы, гнейсы, мрамор, амфиболы и др. Метаморфические породы лишены окаменелостей, их кристаллически-зернистая структура сходна со структурой изверженных пород, а параллельно-линейное расположение минеральных зерен напоминает осадочные

породы. Главным отличием метаморфических пород служит сланцеватость, т. е. свойство породы раскалываться на тонкие параллельные слои.

Промышленные запасы нефти и газа в основном содержатся в осадочных породах (песках, песчанках, известняках и конгломератах). В изверженных и метаморфических породах нефть

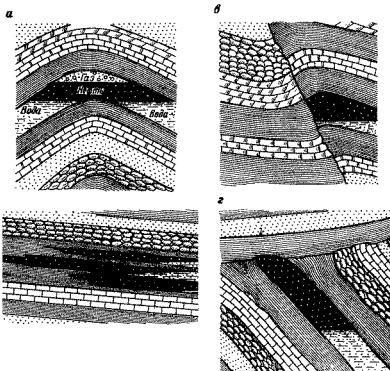


Рис. 1.1. Формы залежей

встречается редко и, как правило, промышленного значения не имеет.

Естественные скопления нефти и газа в недрах земли называются нефтяными или газовыми залежами. В том случае, когда порода-коллектор содержит только газ, залежь называется газовой. Если в залежи одновременно присутствуют и нефть, и газ в свободном состоянии, то такая залежь называется нефтегазовой. Нефтяная залежь или пласт обычно ограничиваются сверху и снизу непроницаемыми породами, глинами, которые не позволяют нефти и газу растекаться по всей толще земной коры. Толщина нефтяных (газовых) пластов колеблется от нескольких сантиметров до нескольких сот метров.

Совокупность нефтяных или газовых залежей, расположенных одна над другой или по площади простирающихся на одном участке земной поверхности, называется нефтяными или газовыми месторождениями.

Число нефтяных или газовых пластов (залежей) на различных месторождениях может быть самым различным — от одного до нескольких десятков. В зависимости от этого месторождения могут быть однопластовыми или многопластовыми.

По условиям залегания нефтяные и газовые залежи подразделяют на пластовые, массивные, литологически, тектонически и стратиграфически экранированные (рис. 1.1).

Наиболее распространенными пластовыми залежами являются сводовые, расположенные в сводовых частях антиклинальных структур (рис. 1.1, а). Массивные залежи образуются в коллекторах большой толщины (иногда различного возраста и состава) и подстилаются подошвенными водами. Литологически экранированные залежи формируются обычно в толщах малопроницаемых пород, где имеются локальные пористые и проницаемые линзы, кавернозные зоны и т. д. (рис. 1.1, б). Тектонически экранированные залежи располагаются на крыльях антиклиналей или моноклиналей и ограничены вверх по восстанию пласта тектоническими нарушениями (рис. 1.1, в) или стратиграфическими несогласиями (рис. 1.1, г).

Глава 2

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Продуктивные пласты нефтяных месторождений в основном характеризуются следующими свойствами горных пород: пористостью, проницаемостью, гранулометрическим составом и удельной поверхностью, механическими свойствами (упругостью, сопротивлением разрыву, сжатию и другим видам деформации), насыщенностью пород нефтью, газом и водой в различных условиях их залегания и молекулярно-поверхностными свойствами при взаимодействии с нефтью, водой и газом. От этих свойств горных пород, составляющих коллектор, зависят условия разработки нефтяных залежей.

§ 1. ПОРИСТОСТЬ

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот, пор, каверн, трещин, не заполненных твердым веществом. Пористость определяет способность породы вмещать в себя нефть, газ и воду.

Пористость породы характеризуется коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_n :

$$m_n = V_{\text{пор}}/V_v \quad (2.1)$$

где $V_{\text{пор}}$ — суммарный объем пор в образце, V_0 — видимый его объем.

Коэффициент пористости измеряется в долях от единицы или в процентах

$$m_p = V_{\text{пор}}/V_0 \cdot 100. \quad (2.2)$$

Величина объема пор и коэффициент пористости зависят от ряда факторов, а именно: от формы зерен и частиц, образующих породу, от их размеров и взаимного расположения и от наличия или отсутствия цементирующего материала в породе.

Если породы состоят из зерен разной формы и разных размеров, то они обладают более низким коэффициентом пористости, так как поры, образованные крупными зернами, оказываются заполненными мелкими зернами. Коэффициент пористости пород, состоящих из зерен равных размеров и имеющих правильную сферическую форму, при одинаковом взаимном расположении зерен не зависит от их размеров. Для таких пород коэффициент пористости изменяется от 0,26 до 0,48.

Свойства горных пород в значительной степени определяются размерами поровых каналов, которые разделяют на капиллярные и субкапиллярные. К капиллярным принято относить каналы с диаметрами от 0,0002 до 0,5 мм, а к субкапиллярным — меньше 0,0002 мм. В субкапиллярных порах при наблюдающихся естественных условиях перепада давлений движения жидкости не происходит. Это объясняется тем, что вследствие небольшого расстояния между стенками поровых каналов жидкость в субкапиллярных порах находится в сфере молекулярного притяжения стенок и прочно удерживается в порах.

Пределы изменения пористости некоторых горных пород приведены в табл. 1.

Таблица 1

Породы	Коэффициент пористости, доли единицы
Глинистые сланцы	0,0054—0,014
Глина	0,06—0,5
Песок	0,06—0,52
Песчаник	0,035—0,29
Известняки и доломиты	0,005—0,33

Как видно из табл. 1, глины и песчаники и пески могут обладать одинаковой пористостью. Однако глины непроницаемы, так как имеют в основном субкапиллярные поровые каналы, а песчаники и пески — более крупные капиллярные каналы и поэтому характеризуются высокой проницаемостью.

С увеличением глубины залегания пород пористость обычно уменьшается в связи с их уплотнением под давлением вышеле-

жащих пород. Наиболее неравномерная пористость у карбонатных пород, которые наряду с крупными трещинами и кавернами имеют плотные блоки, практически лишенные пор.

Жидкость и газ неподвижны в изолированных и тупиковых порах. Поэтому, кроме коэффициента полной пористости, для характеристики нефтесодержащих пород вводят еще коэффициент открытой пористости

$$m = V_{\text{отк}}/V_0, \quad (2.3)$$

где $V_{\text{отк}}$ — открытый объем пор, через которые возможно движение жидкости; V_0 — видимый объем породы.

Коэффициент пористости определяют по кернам, извлеченным из скважины при ее бурении, в лабораторных условиях различными методами.

§ 2. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ГОРНЫХ ПОРОД

Под гранулометрическим составом горной породы понимают количественное содержание в ней разных по размеру зерен, составляющих данную породу. От гранулометрического состава зависят пористость, проницаемость, удельная поверхность пористой среды, капиллярные свойства и др. Как уже отмечалось, если породы представлены неоднородными по размерам зернами, они обладают меньшими коэффициентами пористости и проницаемости.

Поэтому гранулометрический состав обуславливает общую поверхность пористой среды, контактирующей с нефтью. От него зависит количество оставшейся в порах пласта нефти в виде тонких пленок после окончания эксплуатации залежей.

Гранулометрический состав пород определяют в лабораторных условиях методами ситового и седиментационного анализа.

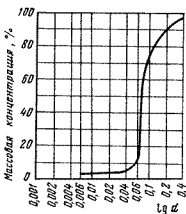


Рис. 2.1. График суммарного гранулометрического состава пород

Для ситового анализа пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий от 0,053 до 3,36 мм (размер стороны квадратного отверстия). Сита располагают друг над другом таким образом, чтобы наверху было сито с наиболее крупными отверстиями. В верхнее сито насыпают 50 г сыпучей породы и просеивают ее через все сита в течение 15 мин. Затем оставшуюся на каждом сите породу взвешивают.

Один из методов седиментационного анализа основан на определении скорости осаждения зерен песка, неодинаковых по размерам, в вязкой жидкости. По результатам ситового и седиментационного анализа строят график суммарного гранулометрического состава (рис. 2.1). Для построения графика по оси ординат откладывают массовые концентрации зерен в процентах, а по оси абсцисс — логарифмы диаметров частиц.

Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1—20,0.

§ 3. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Под проницаемостью горных пород понимают их способность пропускать через себя жидкость или газ. Проницаемость горных пород характеризуется коэффициентом проницаемости, который определяется из формулы линейного закона фильтрации Дарси. По этому закону скорость фильтрации жидкости в пористой среде прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L}, \quad (2.4)$$

где v — скорость линейной фильтрации; k — коэффициент пропорциональности, который называется коэффициентом проницаемости; μ — динамическая вязкость жидкости; Δp — перепад давления между двумя точками в образце на расстоянии L по направлению движения жидкости.

Подставляя значения $v = Q/F$ в формулу (2.4) и решая относительно k , получим

$$k = Q \mu \Delta L / (F \Delta p), \quad (2.5)$$

где Q — объемный расход жидкости через породу; F — площадь поперечного сечения образца.

По формуле (2.5) определяют коэффициент проницаемости пород в лабораторных условиях.

Размерностью коэффициента проницаемости в Международной системе (СИ) является м^2 . Эта размерность получается, если в формулу (2.5) подставить размерности $[L] = \text{м}$; $[F] = \text{м}^2$; $[Q] = \text{м}^3/\text{с}$; $[p] = \text{Па}$; $[\mu] = \text{Па} \cdot \text{с}$:

$$[k] = \frac{\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{м}^2 \cdot \text{Па}} = \text{м}^2. \quad (2.6)$$

Таким образом в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости (1 м^2) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью поперечного сечения 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давлений 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Физический смысл размерности м^2 (площадь) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует размер площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

Проницаемость естественных нефтяных коллекторов изменяется в широких пределах даже по одному и тому же пласту. Проницаемость большинства же нефтяных месторождений колеблется в пределах $0,1\text{--}2 \text{ мкм}^2$. Глины и глинистые породы практически являются непроницаемыми. Проницаемость пород пласта по простиранию больше, чем проницаемость их поперек напластованию. Это объясняется большей уплотненностью пород перпендикулярно к напластованию.

При разработке нефтяных и газовых месторождений одновременно в пористой среде движутся нефть, газ, вода или нефтегазоводяные смеси. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для одной фазы (жидкости или газа) будет изменяться в зависимости от количественного и качественного состава фаз в смеси. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной, эффективной (фазовой) и относительной проницаемостей.

Абсолютной проницаемостью пористой среды называется проницаемость при фильтрации только одной какой-либо фазы (газ или жидкость), которой заполнена пористая среда. При этом необходимо отметить, что между пористой средой и жидкостью или газом отсутствует физико-химическое взаимодействие.

Эффективной (фазовой) проницаемостью называется проницаемость пористой среды только для жидкости или газа при одновременной фильтрации многофазных систем. Фазовая проницаемость зависит от физико-химических свойств самой пористой среды и каждой фазы в отдельности, от процентного содержания фаз в системе и существующих градиентов давлений.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной (или фазовой) проницаемости к абсолютной проницаемости.

На рис. 2.2 приведены экспериментальные зависимости от-

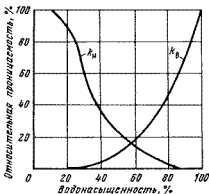


Рис. 2.2. Графики зависимости относительной проницаемости песка для воды и нефти от водонасыщенности

носительной проницаемости песка для воды (k_v) и нефти (k_n) от водонасыщенности пористого пространства. Как видно из рисунка, при водонасыщенности более 20 % фазовая проницаемость породы для нефти резко снижается, хотя и получаем еще безводную нефть в пределах пластовых градиентов давлений. Это объясняется тем, что за счет молекулярно-поверхностных сил вода удерживается в мелких порах и на поверхности зерен песка в виде тонких пленок, тем самым уменьшая площадь сечения фильтрационных каналов. При достижении водонасыщенности 80 % фильтрация нефти прекращается, хотя еще в пласте имеется нефть. Поэтому нельзя допускать преждевременного обводнения скважин, необходимо предупреждать попадание воды в призабойную зону при вскрытии пласта бурением при проведении различных ремонтных работ на скважине.

§ 4. УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ ПОРОДЫ

Удельной поверхностью породы называется величина суммарной поверхности частиц, приходящейся на единицу объема образца.

Вследствие небольших размеров отдельных зерен и большой плотности их упаковки общая площадь поверхностей порового пространства горной породы достигает огромных размеров. Подсчитано, что поверхность зерен правильной сферической формы размером 0,2 мм, содержащихся в 1 м³ однородного песка, составляет около 20 276 м².

От величины удельной поверхности нефтеносных пород зависят их проницаемость, содержание остаточной (связанной) воды, адсорбционная способность и т. д. Если пористая среда имеет большую удельную поверхность, то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул. Поэтому поверхностно-молекулярные явления в малопроницаемой породе могут оказать более существенное влияние на процесс фильтрации жидкости, чем в высокопроницаемых породах.

Удельную площадь поверхности фильтрации нефтесодержащих пород с достаточной для практики точностью можно подсчитать по приближенной формуле

$$S_{уд} = \frac{7000 m \sqrt{m}}{\sqrt{k}}, \quad (2.7)$$

где $S_{уд}$ — удельная поверхность породы, м²/м³; m — пористость, доли единицы; k — проницаемость, м².

Удельная поверхность нефтесодержащих пород нефтяных месторождений, имеющих промышленное значение, колеблется в широких пределах — от 40 000 до 230 000 м²/м³. Породы, имею-

дне удельную поверхность более $230\,000\text{ м}^2/\text{м}^3$, проницаемы или слабопроницаемы. Они представлены глинами, глинистыми песками, глинистыми сланцами и т. п.

§ 5. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

На многих месторождениях коллекторские свойства пласта определяются не только межзерновой пористостью, но и в значительной степени наличием развитых трещин. Залежи нефти в трещиноватых коллекторах чаще всего приурочены к плотным карбонатным породам, а иногда и к терригенным отложениям, которые практически не пропускают через себя жидкость и газ, если в них нет трещин.

Качество трещиноватых пород как коллектора нефти и газа определяется раскрытостью трещин, их числом, густотой трещин.

Густота трещин в какой-либо точке пласта характеризуется объемной плотностью трещин

$$T = \Delta S / \Delta V, \quad (2.8)$$

где ΔS — половина площади поверхности всех трещин в некотором элементарном объеме породы ΔV .

Трещинная пористость определяется отношением объема трещин к объему образца породы

$$m_T = bT, \quad (2.9)$$

где m_T — трещинная пористость, доли единицы; b — высота раскрытости трещин, мм.

Проницаемость трещиноватой породы определяется по формуле

$$k_T = 85000\text{ в}^2 m_T, \quad (2.10)$$

где k_T — коэффициент проницаемости трещиноватой породы.

Как видно из формулы (2.10), трещинная проницаемость породы очень высокая. Например, при $b=0,1$ мм и $m_T=0,01$ $k_T=8,5$ мкм².

Пористость и проницаемость трещиноватых пород определяют на основании изучения шлифов, измерения объема трещин путем насыщения керна жидкостью. Для этой цели также широко используют данные промысловых исследований скважин, в том числе с применением скважинных расходомеров и дебитометров.

§ 6. МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Многие процессы, происходящие в пласте при его вскрытии и эксплуатации, связаны с механическими свойствами горных пород — с их упругостью, прочностью на сжатие и разрыв, пластичностью.

Установлено, что при снижении пластового давления объем порового пространства уменьшается вследствие упругого расширения зерен породы и уплотнения скелета под действием массы вышележащих горных пород. В результате этого жидкость начнет вытесняться из пор. Упругие свойства пород, т. е. способность их изменять свои объемы пор с изменением давления, влияют на перераспределение давления в процессе эксплуатации.

Об упругих свойствах горной породы судят по величине ее коэффициента сжимаемости. Если образец породы подвергать внешнему давлению, то объем образца и объем его порового пространства будут сокращаться. При снятии давления объем образца и его пористость восстанавливаются до прежних величин.

Изменение объема пор большинства горных пород происходит на основе закона Гука

$$\frac{\Delta V}{V_0} = \beta \Delta p; \quad \beta = \frac{\Delta V}{V_0 \Delta p}, \quad (2.11)$$

где ΔV — изменение объема пор породы (в м^3) при изменении давления на Δp , Па; β — коэффициент объемной упругости пористой среды, $1/\text{Па}$.

Из формулы видно, что коэффициент объемной упругости пористой среды характеризует относительное изменение объема порового пространства при изменении давления на 1 Па.

По лабораторным данным установлено, что коэффициент объемной упругости нефтесодержащих пород $\beta = (0,3-2) \times 10^{-4} 1/\text{МПа}$.

Прочность горных пород — это сопротивление их механическому разрушению. Горные породы оказывают значительное сопротивление при сжатии. Прочность же пород на разрыв, изгиб и сдвиг составляет всего лишь десятые и сотые доли от прочности их на сжатие. Прочность известняков уменьшается с увеличением в них глинистых частиц. Песчаники с известковым цементом имеют наименьшую прочность на сжатие.

При увеличении плотности пород прочность их на сжатие возрастает. Прочность известняков и песчаников после насыщения их водой уменьшается на 20—45 %.

Пластические свойства горных пород, т. е. способность их деформироваться под большим давлением без образования трещин или видимых нарушений, проявляются при бурении скважин на большие глубины. На большой глубине твердая порода может «вытекать» в скважину под действием высокого горного давления вышележащих пород. Образование складок в земной коре с плавными изгибами, вогнутостями и выпуклостями также обусловлено пластическими свойствами горных пород.

§ 7. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ В ЗАЛЕЖАХ

Нефть, газ и газонефтяные смеси в зависимости от их состава, соотношения, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях: в жидком, газообразном или в виде газожидкостных смесей.

При большом количестве газа в нефтяной залежи он может располагаться в виде газовой шапки в повышенной части структуры, часть жидких углеводородов нефти будет находиться

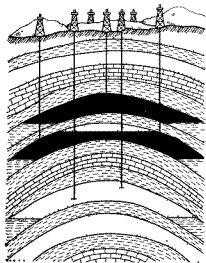


Рис. 2.3. Схема нефтегазового месторождения

в виде паров также в газовой фазе. При высоком давлении в пласте плотность газа становится весьма значительной и приближается к плотности легких углеводородных жидкостей. В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества нефти, подобно тому как в бензине или в других жидких углеводородах растворяются нефть и тяжелые битумы. Если же объем газа в залежи по сравнению с объемом нефти мал, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти, и тогда газонефтяная залежь залегает в однофазном (жидком) состоянии. Поэтому по условию залегания и количественному соотношению нефти и газа залежи

подразделяются на нефтяные, газовые, газонефтяные (с большой газовой шапкой и нефтяной оторочкой), газоконденсатные.

На рис. 2.3 схематично изображено многопластовое нефтегазовое месторождение антиклинального типа. В этом месторождении пласт А — чисто газовый, пласты Б и В — нефтяные. Верхняя часть пласта Б заполнена газом. Нижние части пластов подпираются пластовыми водами.

Нефть, газ и вода в нефтяной залежи располагаются в соответствии со своими плотностями: в верхней части — газ, ниже — нефть и еще ниже — вода. Водяные части пластов, как правило, оказываются в десятки и сотни раз больше нефтегазовой части и простираются по площади на большие расстояния.

Кроме нефти и газа в нефтяной и газовой частях пластов содержится еще вода в виде тонких слоев на стенках тончайших пор и субкапиллярных трещин, удерживающихся силами капиллярного давления. Химический состав этой воды идентичен

химическому составу подошвенных или краевых вод. Эта вода осталась в пласте в виде адсорбционных тонких слоев на поверхностях минералов в процессе формирования нефтяной и газовой залежей. Эту капиллярно удерживаемую и пленочную воду называют «связанной» или «остаточной».

Связанная вода неподвижна даже при значительных градиентах давлений. Поэтому, несмотря на то что в пласте имеется большое количество связанной воды, добывающие скважины могут давать безводную нефть. Содержание связанной воды в нефтяных месторождениях составляет 10—30 % от суммарного объема порового пространства. Однако имеются месторождения, в основном газовые, с низкопроницаемыми глинистыми коллекторами, где содержание связанной воды может достигать даже 70 %. Установлено, что толщина тонких слоев связанной воды зависит от проницаемости коллектора, его природы и минерализации самой воды. С увеличением минерализации толщина тонких пленок уменьшается, с увеличением глинистости — увеличивается.

Количество связанной воды необходимо знать для оценки запасов нефти и газа в залежи. При большом содержании связанной воды в пласте снижается фазовая проницаемость продуктивного пласта для углеводородов и скважины работают с пониженными дебитами. Если неправильно подобраны источники водоснабжения, то при заводнении пластов в результате взаимодействия закачиваемой воды со связанной могут образоваться осадки минеральных солей, которые полностью или частично закупорят поровое пространство пласта. С учетом свойств связанной воды также выбирается качество глинистого раствора для вскрытия продуктивного пласта бурением. Знание свойств связанной воды может помочь решению вопросов генезиса нефтяных и газовых месторождений.

Из-за различной пористости и проницаемости нефтяных и газовых коллекторов, а также вследствие капиллярного подъема воды в порах нет четкого раздела между водяной и нефтяной частями пласта. Содержание воды по вертикали постепенно изменяется — от 100 % в водоносной части до остаточной водонасыщенности в повышенных частях залежи. Эта часть продуктивного пласта называется **переходной зоной**. Толщина переходной зоны может достигать 3—5 м в зависимости от глинистости и проницаемости коллектора. Поэтому подсчет запасов нефти и газа проводится с учетом размеров переходной зоны исходя из пористости и проницаемости коллектора.

Жидкости и газ в пласте находятся под давлением, которое называется **пластовым**. От величины пластового давления зависят запас пластовой энергии и свойства жидкостей и газов в пластовых условиях. Пластовое давление определяет запасы газовой залежи, дебиты скважин и условия эксплуатации залежей.

Величина начального пластового давления зависит от глубины залегания продуктивного пласта. Если скважина заполнена жидкостью и не переливает (не фонтанирует), пластовое давление определяется как гидростатическое:

$$p_{пл} = H \rho g, \quad (2.13)$$

где $p_{пл}$ — начальное пластовое давление, Па; H — глубина залегания пласта, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения тела ($g=9,81$ м/с²).

Если скважина переливает (фонтанирует), то пластовое давление можно определить по формуле

$$p_{пл} = H \rho g + p_y, \quad (2.14)$$

где p_y — давление на устье скважины, Па.

Если в скважине уровень жидкости не доходит до устья, пластовое давление определяется по формуле

$$p_{пл} = H_1 \rho g, \quad (2.15)$$

где H_1 — высота столба жидкости в скважине, м.

В газовой залежи или газовой части нефтяного

пласта пластовое давление практически одинаково по всей ее площади. В нефтяных залежах при значительных углах падения пластовое давление в различных частях залежи различно: на крыльях — максимальное, в сводовых — минимальное (рис. 2.4). Поэтому анализ изменения пластового давления во время эксплуатации залежи затрудняется.

Удобнее относить величины пластового давления в залежи к какой-либо одной плоскости. За такую плоскость принимают уровень моря или условную плоскость первоначального положения водонефтяного контакта. Давление в пласте, отнесенное к этой условной плоскости, называется **приведенным пластовым давлением**.

Приведенные пластовые давления определяются по формулам (см. рис. 2.4)

$$\begin{aligned} p_{1 \text{ пр пл}} &= p_1 + x_1 \rho g; \\ p_{2 \text{ пр пл}} &= p_2 + x_2 \rho g, \end{aligned} \quad (2.16)$$

где p_1 и p_2 — замеренные в скважине пластовые давления; x_1 и x_2 — соответственно расстояния от первоначального положения водонефтяного контакта до точки, где замерялось пластовое давление скважинным манометром.

Систематический контроль за изменением пластового давления позволяет судить о процессах, происходящих в пласте,

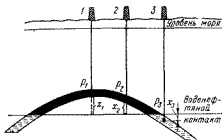


Рис. 2.4. Схема к определению приведенного пластового давления в залежи

и регулировать разработку месторождения в целом. Пластовое давление в скважинах определяется с помощью скважинных манометров, которые спускают в них на скребковой проволоке.

С увеличением глубины залегания продуктивных пластов повышается и температура. Изменение глубины, которой соответствует повышение температуры на 1°C , называется **геотермической ступенью**. В среднем она равна 34 м. Однако для различных месторождений геотермическая ступень неодинакова. Например, на месторождениях Северного Кавказа температура на глубине 1000 м достигает $90\text{--}100^{\circ}\text{C}$, а в Баку геотермическая ступень составляет 50 м.

Глава 3

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

§ 1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

Газы газовых месторождений называются природными газами, а газы, добываемые вместе с нефтью, — нефтяными газами. Природные и нефтяные газы состоят из предельных углеводородов: метана CH_4 и его гомологов $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ — этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} , пентана C_5H_{12} и т. д. Часто углеводородные газы в своем составе содержат двуокись углерода CO_2 , сероводород H_2S и азот N, гелий He, аргон Ar, пары ртути Hg и меркаптаны. Содержание сероводорода и углекислого газа иногда достигает нескольких десятков процентов, а остальных примесей — долей процента. В нормальных условиях углеводороды от метана до бутана находятся в газообразном состоянии.

Молекулярная масса M углеводородных газов определяется по формуле

$$M = \sum_{i=1}^n M_i y_i, \quad (3.1)$$

где M_i — молекулярная масса i -го компонента; y_i — доля компонента в смеси по объему.

Поскольку природный газ в основном состоит из метана, молекулярная масса его равна 16—20. Молекулярная масса нефтяного газа больше.

Плотностью называется отношение массы вещества к занимаемому объему

$$\rho = m/V, \quad (3.2)$$

где m — масса вещества, кг; V — объем, м^3 ; ρ — плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Плотность газа можно определить взвешиванием или вычислить, зная молекулярную массу смеси

$$\rho = M/V_M = M/22,4, \quad (3.3)$$

где V_M — объем моля газа при стандартных условиях, м^3 ; 22,4 — газовая постоянная.

Обычно плотность газа ρ находится в пределах 0,73—1 кг/м^3 . На практике пользуются относительной плотностью газа, которая показывает, во сколько раз масса данного газа, заключенного в определенном объеме при данных давлении и температуре, больше или меньше массы сухого воздуха, заключенного в том же объеме при тех же условиях:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_{\text{в}}} = \frac{M}{M_{\text{в}}}, \quad (3.4)$$

где ρ и $\rho_{\text{в}}$ — соответственно плотности углеводородного газа и сухого воздуха; M и $M_{\text{в}}$ — соответственно их молекулярные массы.

Относительные плотности некоторых углеводородов и их примесей (при нормальных условиях) составляют: воздуха — 1, N_2 — 0,9673, CO_2 — 1,5291, H_2S — 1,1906, CH_4 — 0,553, C_2H_6 — 1,038, C_3H_8 — 1,523, C_4H_{10} — 2,007.

Зависимость между объемом, давлением и температурой. В пласте углеводородные газы могут находиться в самых различных условиях. С увеличением давления от 0 до 3—4 МПа объем газов уменьшается. При этом молекулы углеводородного газа сближаются и силы притяжения между ними помогают внешним силам, сжимающим газ. Когда углеводородный газ сильно сжат, межмолекулярные расстояния оказываются настолько малыми, что отталкивающие силы начинают оказывать сопротивление дальнейшему уменьшению объема и сжимаемость газа уменьшается. С увеличением температуры при постоянном объеме газов их сжимаемость уменьшается.

На практике состояние реальных углеводородных газов при различных температурах и давлениях можно описывать на основе уравнения Клапейрова—Менделеева

$$pV = zmRT, \quad (3.5)$$

где p — давление газа, Па; V — объем, занимаемый газом при данном давлении, м^3 ; m — масса газа, кг; R — газовая постоянная, Дж/(кг·К); T — температура, К; z — безразмерный коэффициент сжимаемости, который в зависимости от приведенных давления $p_{\text{пр}}$ и температуры $T_{\text{пр}}$ для углеводородных газов можно определить по кривым Брауна (рис. 3.1).

Приведенным давлением $p_{\text{пр}}$ называется отношение давления газа к его критическому давлению $p_{\text{кр}}$:

$$p_{\text{пр}} = p/p_{\text{кр}}. \quad (3.6)$$

Приведенной температурой газа $T_{пр}$ называется отношение абсолютной температуры газа T к его критической температуре $T_{кр}$.

$$T_{пр} = T/T_{кр}. \quad (3.7)$$

Критическая температура $T_{кр}$ — это температура, при которой исчезает граница между жидкостью и паром. Давление, соответствующее точке критической температуры, называется

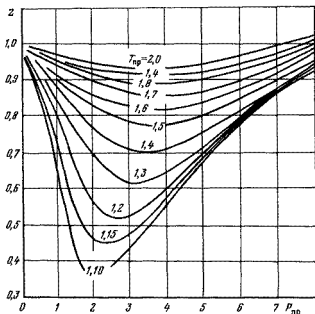


Рис. 3.1. Зависимости z от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ для углеводородных газов

критическим давлением. Для углеводородных газов, представляющих собой смесь отдельных компонентов, величины $p_{кр}$ и $T_{кр}$ определяются как средние арифметические (псевдокритические).

Если известен объем газа V_0 при нормальных условиях (p_0 и T_0), то объем его при других давлениях и температурах (p и T) с учетом сжимаемости можно определить на основе закона Гей-Люссака

$$V = V_0 z \frac{T}{T_0} \frac{p_0}{p}, \quad (3.8)$$

где $T_0 = 273$ К.

Для перехода от объема, занимаемого газом в нормальных условиях, к объему, занимаемому этим же газом в пластовых условиях, пользуются **объемным коэффициентом**, численно рав-

ным объему, который занял бы 1 м³ газа в пластовых условиях. Из уравнения (3.8) объемный коэффициент газа

$$B = z \frac{T}{273} \frac{1}{p} . \quad (3.9)$$

Вязкость газа. Под вязкостью газа понимают его свойство сопротивляться перемещению одних частиц относительно других. Силы трения, возникающие между двумя смешивающимися слоями газа при его движении, пропорциональны изменению скоростей на единицу длины. Коэффициент пропорциональности называется коэффициентом динамической вязкости. В СИ единица динамической вязкости имеет размерность Па·с.

Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости газа к ее плотности ρ при той же температуре

$$\nu = \mu/\rho. \quad (3.10)$$

В СИ единица кинематической вязкости имеет размерность м²/с.

При давлениях до 4 МПа динамическая вязкость газов мало зависит от давления. Но при более высоких давлениях вязкость газа повышается, так как число молекул в единице объема увеличивается, что приводит к увеличению числа взаимных столкновений.

При низких давлениях с повышением температуры вязкость газов возрастает, что объясняется тем, что скорости движения молекул при этом увеличиваются.

При значительном повышении давления вследствие уплотнения газа вязкость его с повышением температуры уменьшается. Как видно из рис. 3.2, давление значительно влияет на вязкость метана при низкой температуре. При высокой температуре зависимость вязкости от давления проявляется гораздо слабее, а при повышении давления вязкость снижается с ростом температуры.

Растворимость газов в нефти. Из закона Генри следует, что объем однокомпонентного газа, растворяющегося в единице объема жидкости, прямо пропорционален давлению:

$$\frac{V_r}{V_{ж}} = \alpha p, \quad (3.11)$$

где V_r — объем поглощенного газа; $V_{ж}$ — объем жидкости; α — коэффициент растворимости; p — абсолютное давления растворения.

При $V_{ж}=1$ имеем $\alpha = V_r/p$, т. е. коэффициент растворимости численно равен объему газа, растворяющегося в единице объема жидкости при повышении давления на единицу.

При растворении углеводородных газов в нефти наблюдается значительное отклонение от закона Генри. Коэффициент

растворимости при низких давлениях значительно больше, чем при высоких. Коэффициент растворимости газовой смеси зависит от соотношения объемов нефти и газа, находящихся в контакте. С повышением температуры растворимость газовой смеси уменьшается. Различные компоненты нефтяного газа обладают различной растворимостью, причем с увеличением молекулярной массы газов растворимость их возрастает.

Давлением насыщения пластовой нефти называют то давление, при котором из нефти начинают выделяться первые пузырьки растворенного газа. Давление насыщения зависит от со-

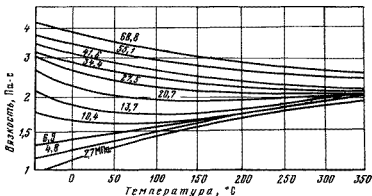


Рис. 3.2. Зависимости вязкости метана от давления и температуры

става нефти и газа, от соотношения их объемов и от температуры. Когда в пласте имеется свободный газ (например, при наличии газовой шапки), давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению или близко к нему. Пластовое давление может быть и больше давления насыщения, тогда нефть в залежи недонасыщена газом. Количество газа (в м^3), приходящееся на 1 т добытой нефти, называется **газовым фактором**. Иногда газовый фактор измеряют в м^3 на 1 м^3 добытой нефти или жидкости.

§ 2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ВОДЫ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Физические свойства пластовых нефтей сильно отличаются от свойств поверхностных дегазированных нефтей, что обуславливается влиянием температуры, давления и растворенного газа. Изменение физических свойств пластовых нефтей, связанных с термодинамическими условиями нахождения их в пластах, учитывают при подсчете запасов нефти и нефтяного газа,

при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.

Плотность и объемный коэффициент нефти. Плотность дегазированной нефти изменяется в широких пределах — от 600 до 1000 кг/м³ и более и зависит в основном от углеводородного состава и содержания асфальтосмолистых веществ.

Плотность нефти в пластовых условиях зависит от количества растворенного газа, температуры и давления. С повышением давления плотность несколько увеличивается, а с повышением двух других факторов — уменьшается. Влияние последних факторов сказывается больше. Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислотой, несколько возрастает с повышением давления.

Влияние количества растворенного газа и температуры сказывается сильнее. Поэтому плотность газа в итоге всегда меньше плотности дегазированной нефти на поверхности. Из рис. 3.3 видно, что при повышении давления плотность нефти значительно уменьшается, что связано с насыщением нефти газом. Рост давления выше давления насыщения нефти газом ($p_{н1}$ и $p_{н2}$) способствует некоторому увеличению плотности нефти.

На плотность пластовых вод, кроме давления, температуры и растворенного газа, сильно влияет их минерализация. При концентрации солей в пластовой воде 643 кг/м³ плотность ее достигает 1450 кг/м³.

При растворении газа в жидкости объем ее увеличивается. Отношение объема жидкости с растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости на поверхности после ее дегазации называется **объемным коэффициентом**

$$b = V_{пл}/V_{пов}. \quad (3.12)$$

где $V_{пл}$ — объем нефти в пластовых условиях; $V_{пов}$ — объем той же нефти при атмосферном давлении и $t=20^\circ\text{C}$ после дегазации.

Так как в нефти может растворяться очень большое количество углеводородного газа (даже 1000 и более м³ в 1 м³ нефти), в зависимости от термодинамических условий объемный коэффициент нефти может достигать 3,5 и более. Объемные коэффициенты для пластовой воды составляют 0,99—1,06.

Уменьшение объема извлеченной нефти по сравнению с объемом нефти в пласте, выраженное в процентах, называется «усадкой»

$$u = \frac{b-1}{b} 100. \quad (3.13)$$

Одной из важнейших характеристик нефти и воды является их **вязкость**. Вязкость нефти и воды учитывают почти при всех гидродинамических расчетах, связанных с подъемом жидкости

по насосно-компрессорным трубам, промывкой скважин, транспортом продукции скважины по внутрипромысловым трубам, обработкой призабойных зон пласта различными методами, а также при расчетах, связанных с движением нефти и воды в пласте.

Вязкость пластовой нефти сильно отличается от вязкости поверхностной нефти, так как в своем составе имеет растворенный газ и находится в условиях повышенных давлений и температур. С увеличением количества растворенного газа и температуры вязкость нефтей уменьшается.

На рис. 3.4 показано изменение вязкости пластовой воды от температуры и давления. Как видно из

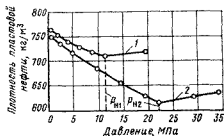


Рис. 3.3. Зависимости плотности пластовой нефти от давления, температуры и количества растворенного газа:

Кривые для: 1 — актырской нефти при $t = -70^\circ\text{C}$; 2 — новодмитриевской нефти при $t = -84^\circ\text{C}$

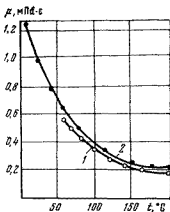


Рис. 3.4. Зависимости вязкости воды от температуры и давления.

При p , МПа: 1 — 0,1; 2 — 30

рисунка, вязкость воды очень сильно снижается с увеличением температуры. Увеличение давления практически не меняет характера снижения вязкости от температуры.

С повышением молекулярной массы нефти вязкость ее увеличивается. Также на вязкость нефти оказывает большое влияние содержание в ней парафинов и асфальтосмолистых веществ, как правило, в сторону ее увеличения.

Сжимаемость нефти и воды. Нефть и вода обладают упругостью, т. е. способностью изменять свой объем под действием внешнего давления. Упругость жидкости измеряется коэффициентом сжимаемости, который определяется как отношение изменения объема жидкости к ее первоначальному объему при изменении давления:

$$\beta_n = \frac{\Delta V}{V \Delta p}, \quad (3.14)$$

где ΔV — изменение объема нефти; V — начальный объем нефти; Δp — изменение давления.

Коэффициент сжимаемости пластовой нефти зависит от состава, содержания в ней растворенного газа, температуры и абсолютного давления.

Дегазированные нефти имеют сравнительно низкий коэффициент сжимаемости, порядка $(4-7) \cdot 10^{-10}$ 1/Па, а легкие нефти, содержащие в своем составе значительное количество растворенного газа, — до $140 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Чем больше температура, тем больше коэффициент сжимаемости.

Коэффициент сжимаемости для воды равен $(4-5) 10^{-11}$ 1/Па.

§ 3. СВОЙСТВА ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ (НЕНЬЮТОНОВСКИХ) ЖИДКОСТЕЙ

При фильтрации в пористой среде обычной нефти предполагается соблюдение линейного закона трения Ньютона, т. е. касательные напряжения сдвига прямо пропорциональны градиенту скоростей движения одних слоев жидкости относительно других. Зависимость скорости фильтрации (v) от градиента давления ($\text{grad } p$) таких жидкостей имеет форму прямой линии, проходящей через начало координат (рис. 3.5, линия 1). Такие жидкости называются **ньютоновскими**.

Установлено, что при разработке многих месторождений наблюдаются случаи, когда нарушается прямолинейный закон трения Ньютона. Зависимость скорости фильтрации от градиента давления имеет вид кривой, проходящей через начало координат выпуклостью к оси градиента (рис. 3.5, линия 2). Такие жидкости обладают структурно-механическими свойствами и называются **вязкопластичными** или **неньютоновскими**.

Главным качественным показателем проявления вязкопластичных свойств при фильтрации в пористой среде жидкости (нефти) является начальный (предельный) градиент давления (рис. 3.5, кривая 3), после превышения которого начинается движение жидкости. Фильтрация вязкопластичной жидкости в пористой среде описывается формулой

$$v = -\frac{k}{\mu'} \left(\frac{dp}{dr} - G \right), \quad (3.15)$$

где μ' — структурная вязкость (аналогичная вязкости обычной нефти); dp/dr — градиент давления в асимметричной системе координат; G — начальный, предельный градиент давления.

Неньютоновские свойства жидкостей характеризуются структурно-механическими свойствами, когда структурная вязкость жидкости не остается постоянной величиной. При малых градиентах давления пластовая нефть, обладающая структурно-механическими свойствами, как в капиллярах, так и в пористой среде имеет при движении неразрушенную структуру. С увеличением градиента давления структура начинает разрушаться, а при достижении им определенной величины структура разру-

шается полностью и жидкость движется как обычная ньютоновская.

Экспериментально и теоретически установлено, что особенности фильтрации неньютоновских свойств проявляются в большей степени при малых скоростях, т. е. вдали от скважины. Вязкопластичные или неньютоновские свойства нефти в пласте проявляются в следующих случаях: при сравнительно высоком содержании в нефти асфальтосмолистых веществ; при начале кристаллизации парафина в нефти (когда пластовая температура в залежи близка по величине к температуре начала кристаллизации парафина); при физико-химическом взаимодействии фильтрующейся пластовой жидкости и материала пористой среды с жидкостями, проникающими в пласт.

Разработка и эксплуатация месторождений с вязкопластичными нефтями связаны с определенными трудностями, а именно: возможностью оставления в пласте невыработанных застойных зон, уменьшением эффективной толщины продуктивного пласта в результате отключения низкопроницаемых участков, обрывом штанг при пуске скважинных штанговых насосных установок, непроходимостью скважинных приборов (манометров, пробоотборников и др.) при проведении исследовательских работ на скважине, повышением давления перекачки нефти по трубопроводам и т. д.

Структурно-механические свойства неньютоновских нефтей исчезают при их нагревании и увеличении скоростей фильтрации и прокачки.

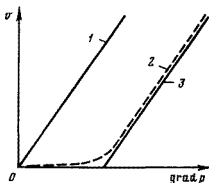


Рис. 3.5. Графики зависимости скорости фильтрации ньютоновской и неньютоновской жидкостей от градиента давления

Глава 4

МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ ПОРОДА—НЕФТЬ—ГАЗ—ВОДА

Породы нефтегазоносных коллекторов имеют огромную удельную поверхность, которая контактирует с одним из насыщающих пласт веществ — водой, нефтью или газом. Кроме того, в порах и трещинах породы находятся в контакте не смешивающиеся друг с другом жидкости — вода и нефть. Сум-

марная поверхность их раздела также очень велика. Поэтому на многие процессы разработки нефтяных и газовых залежей большое влияние оказывают поверхностные явления, происходящие в пласте на границах разделов твердой поверхности породы с жидкостями и газами самих несмешивающихся жидкостей.

§ 1. МОЛЕКУЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ И ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Поскольку между молекулами в жидкости существуют силы взаимного сцепления, они находятся в равновесном состоянии (рис. 4.1) и свободно могут передвигаться в любом направлении. Силы же, действующие на молекулы, расположенные в поверхностном слое (AB) или на поверхности раздела двух несмешивающихся жидкостей, направлены внутрь жидкости и вдоль поверхности раздела. Молекулы, находящиеся на поверхности раздела двух фаз, обладают избытком энергии по сравнению с энергией молекул, находящихся во внутренних слоях жидкости. При этом поверхностный слой жидкости оказывает очень большое давление, называемое **молекулярным давлением**.

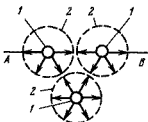


Рис. 4.1. Схема возникновения молекулярного давления:

1 — молекула, 2 — среда молекулярного притяжения

Давление поверхностного слоя вызывает появление сил реакции, которые противодействуют молекулярному давлению и называются силами **поверхностного натяжения**. Поверхностное натяжение можно определить как работу, необходимую для образования новой поверхности:

$$\sigma = A/S. \quad (4.1)$$

Если $S = 1 \text{ м}^2$, то $\sigma = A$.

Поверхностное натяжение всегда изменяется на границе раздела двух фаз. Величина поверхностного натяжения разных фаз на границе их раздела неодинакова, что обуславливается различным содержанием полярных компонентов. В табл. 2 приведены значения поверхностного натяжения различных жидкостей на границе с воздухом и водой при температуре 20°C .

Поверхностно-активными веществами в нефти являются нафтеновые кислоты, асфальтосмолистые вещества, меркаптаны, тиофены, в молекулах которых несимметрично расположены атомы. Эти вещества способны адсорбироваться на поверхностях раздела и снижать поверхностное натяжение.

Взаимная растворимость жидкостей обусловлена различным содержанием в них поверхностно-активных веществ. Поэ-

тому, чем меньше взаимная растворимость жидкостей, тем выше поверхностное натяжение на границе их раздела, а чем больше взаимная растворимость жидкостей, тем меньше поверхностное натяжение. Если же растворенные вещества уменьшают взаимную растворимость жидкостей, то поверхностное натяжение на границе раздела жидкостей возрастает. Такие вещества называются поверхностно-инактивными веществами.

Таблица 2

Жидкость	Поверхностное натяжение, мН/м	
	на границе с воздухом	на границе с водой
Ртуть	465	375
Вода	72,6	—
Керосин	24,0	48,0
Нефть	24—31	19—33

Величина поверхностного натяжения на границе двух фаз, являясь функцией межмолекулярных сил, зависит от температуры и давления. В области температур и давлений ниже критических поверхностное натяжение жидкости на границе с воздухом с повышением температуры уменьшается. При критической температуре поверхностное натяжение жидкости делается равным нулю и вся жидкость превращается в газ. Увеличение давления приводит к уменьшению поверхностного натяжения жидкости.

§ 2. СМАЧИВАНИЕ ТВЕРДОГО ТЕЛА ЖИДКОСТЬЮ

Под смачиваемостью понимают способность жидкости растекаться по поверхности твердого тела под влиянием поверхностно-молекулярных сил. Возможно смачивание поверхности твердого тела одной жидкостью в присутствии другой несмешивающейся жидкости. Тогда смачивать будет та жидкость, которая обладает наилучшей избирательной смачивающей способностью.

Контур капли на поверхности твердого тела, по которому происходит соприкосновение трех фаз — твердой, жидкой и газообразной, называется **периметром смачивания**.

Мерой смачивания твердого тела жидкостью служит **краевой угол смачивания** θ , образованный поверхностью твердого тела и касательной к поверхности капли в точке ее соприкосновения с телом (рис. 4.2).

Если краевой угол $\theta < 90^\circ$, считают, что жидкость смачивает твердую поверхность; если угол $\theta > 90^\circ$ — жидкость не

смачивает твердую поверхность; если $\theta = 90^\circ$ — жидкость находится в промежуточном состоянии.

Смачиваемая водой поверхность твердого тела, для которой $\theta < 90^\circ$, называется **гидрофильной**. Не смачиваемая водой поверхность твердого тела, для которой $\theta > 90^\circ$, называется **гидрофобной**. Смачивание является результатом проявления молекулярных сил, действующих на разделе трех фаз: твердой 3, газообразной 2 и жидкой 1. Поэтому по способности жидкости смачивать породу судят о величине поверхностного натяжения

в системе порода — жидкость — газ или порода — жидкость — жидкость.

При равновесии сил, приложенных к единице длины периметра смачивания, будем иметь

$$\sigma_{1-3} + \sigma_{1-2} \cos \theta = \sigma_{2-3}, \quad (4.2)$$

откуда

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{2-3} - \sigma_{1-3}}{\sigma_{1-2}}, \quad (4.3)$$

где σ_{1-2} , σ_{1-3} , и σ_{2-3} — поверхностные натяжения на границе фаз 1—2, 1—3, 2—3.

Величина краевого угла смачивания зависит от способа образования капли на твердой поверхности (рис. 4.3). Если

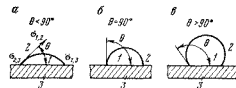


Рис. 4.2. Различные случаи смачивания твердого тела жидкостью:

а — жидкость смачивает твердое тело, б — промежуточное состояние, в — жидкость не смачивает твердое тело; 1 — жидкость, 2 — воздух, 3 — твердое тело

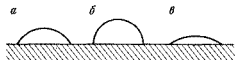


Рис. 4.3. Гистерезис краевого угла смачивания

к капле а добавить некоторое количество жидкости для увеличения ее размера до капли б или же отобрать некоторое количество жидкости, уменьшив ее размер до капли в, то периметр смачивания капли увеличится или уменьшится, но не сразу. Вначале капля сделается более выпуклой (капля б) или более плоской (капля в) — и в том и в другом случае первоначальный краевой угол смачивания изменится, но не изменится посадочная площадь капли. Эти углы отличаются от равновесного угла смачивания. Угол, образующийся при расширении периметра смачивания, называется **углом наступления**, а угол, образующийся при уменьшении периметра смачивания, называется **углом отступления**.

С течением времени эти углы будут изменяться, стремясь к равновесному значению угла смачивания. Однако практически во всех системах равновесные углы смачивания не достигаются и различие между углами наступления и отступления остается существенным. Явление задержки в установ-

лении равновесного угла смачивания называется **гистерезисом смачивания**. Гистерезис смачивания вызван силами, препятствующими перемещению периметра смачивания по поверхности твердого тела. Мерой гистерезиса смачивания является величина разности углов наступления и отступления.

Гистерезис смачивания вызывается шероховатостью твердой поверхности, ее загрязнением, а также адсорбцией на ней газов. Чем чище поверхность твердого тела, чем лучше она отшлифована, тем ближе величина краевого угла смачивания к равновесному значению, тем меньше гистерезис смачивания.

При изучении процесса вытеснения нефти водой и газом из пористых сред прежде всего исследуется движение границы раздела нефть — газ или нефть — вода вдоль твердой поверхности в капиллярах переменного сечения. Для простоты рассмотрим движение границы раздела нефть — вода в цилиндрическом капилляре (рис. 4.4).

Вода лучше смачивает стекло, чем нефть. На границе раздела нефти с водой мениск в капилляре будет выпуклым в сторону воды. Угол θ — статический равновесный краевой угол смачивания, характерный для неподвижной системы. При вытеснении нефти водой в зависимости от скорости движения кривизна мениска будет уменьшаться, а краевой угол смачивания — угол наступления θ_1 — увеличиваться. Соответственно при вытеснении воды нефтью кривизна мениска будет увеличиваться, а краевой угол смачивания — угол отступления θ_2 — уменьшаться.

Явления смачиваемости в настоящее время тщательно изучаются. Это связано с тем, что нефтеотдача пластов при вытеснении нефти водой зависит от смачиваемости пород водой. Хорошо смачивающая вода лучше отмывает нефть, чем плохо смачивающая.



Рис. 4.4. Краевые углы смачивания при движении водонефтяного мениска в цилиндрическом канале с гидрофильной поверхностью

§ 3. ПРИМЕРЫ ПРОЯВЛЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-КАПИЛЛЯРНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ ВОДОЙ

В пластовых условиях в узких капиллярах имеются контакты между двумя и тремя фазами. Вследствие различного избирательного смачивания поверхности нефтью и водой на этих контактах образуются мениски, которые создают капил-

лярное давление. Это давление определяется уравнением Лапласа

$$p_k = \frac{2\sigma}{R} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}, \quad (4.4)$$

где σ — поверхностное натяжение на разделе фаз, R — радиус кривизны мениска, θ — краевой угол смачивания, r — радиус капилляра.

Капиллярное давление оказывает большое влияние на движение нефти, воды и газа в пористой среде. Если вода смачивает породу, капиллярное давление является движущим фактором при вытеснении нефти водой. Если вода не смачивает породу, то капиллярное давление при вытеснении нефти водой — тормозящий фактор, который необходимо преодолеть.

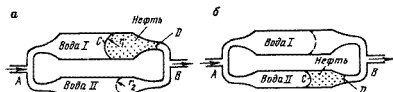


Рис. 4.5. Схема вытеснения нефти водой из капилляров.
Модель пористой среды: а — гидрофильной; б — гидрофобной

Проследим действие капиллярных сил при вытеснении нефти водой на упрощенной модели пористой среды (рис. 4.5), представляющей собой два параллельных капилляра I и II радиусами r_1 и r_2 , сообщающихся между собой по обоим концам. Оба капилляра первоначально заполнены нефтью, движение воды происходит в направлении от А к В.

Когда вода смачивает породу, то на границе двух фаз (нефти и воды) мениск будет обращен вогнутостью в сторону пор, занятых нефтью (рис. 4.5 а). В этом случае происходит вытеснение нефти водой. Согласно уравнению (4.4), давление в капилляре I

$$p_{k1} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_1} \quad (4.5)$$

а давление в капилляре II

$$p_{k2} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_2}. \quad (4.6)$$

Поскольку $p_{k1} > p_{k2}$, то нефть будет вытесняться из капилляра II быстрее, чем из капилляра I. Когда нефть из капилляра II полностью вытеснилась водой и вода заняла канал В, в капилляре I еще остается некоторое количество нефти. Эту остаточную нефть из капилляра I уже невозможно будет

вытеснить даже при значительном повышении перепада давления в пласте. Эта нефть останется за фронтом вытеснения.

Рассмотрим теперь такой же пример на модели пласта, где нефть вытесняется водой из гидрофобной породы. Как видно из рис. 4.5, б, мениски здесь обращены выпуклостью в сторону нефтяной части порового пространства. Поскольку скорость вытеснения нефти водой из капилляра I будет происходить быстрее, чем из капилляра II, то вода из капилляра I будет прорываться в общий канал B раньше, чем из капилляра II.

Движение нефти и воды в пласте сопровождается образованием водонефтяных и газонефтяных смесей. Снижение давления в пласте ниже давления насыщения обуславливает выделение газа в виде газовых пузырьков. При прохождении газовых пузырьков через капиллярные поры они деформируются с образованием радиусов r_1 и r_2 (рис. 4.6). Некоторые пузырьки при этом застревают. Для прохождения пузырьков газа через суженные поры пласта необходимо преодолеть капиллярное давление, равное

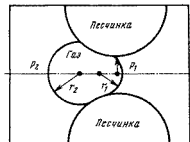


Рис. 4.6. Деформация газового пузырька при прохождении его через суженный участок капилляра

$$p_1 - p_2 = \Delta p_k = \frac{2\sigma}{r_1} - \frac{2\sigma}{r_2} = 2\sigma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right). \quad (4.7)$$

Это явление, заключающееся в возникновении дополнительных сопротивлений при движении в капиллярных каналах пузырьков газа, называется **эффектом Жамена**. Эффект Жамена в пористой среде в некоторой степени ослабляется вследствие сжимаемости газовых пузырьков и упругости жидкости и пласта. Кроме того, в каналах неправильной формы жидкости могут перемещаться обходными путями между стенками каналов и пузырьками газа или каплями воды.

Глава 5

ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ ИЗ ПОРИСТОЙ ВОДЫ

§ 1. ПЛАСТОВАЯ ЭНЕРГИЯ И СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ В ЗАЛЕЖАХ

Приток жидкости из пласта в скважину происходит за счет разности между пластовым и забойным давлениями. Источниками пластовой энергии, под действием которой жид-

кость из пласта притекает к забоям скважины, являются энергия напора краевых и подошвенных пластовых вод, энергия сжатого свободного газа и газовой шапки, энергия газа, выделяющегося из нефти при уменьшении пластового давления ниже давления насыщения, энергия упругого расширения растворенного в нефти газа, энергия упругости сжатых пород и жидкостей и энергия напора самой нефти за счет сил гравитации. Пластовая энергия в процессе эксплуатации залежей расходуется на преодоление сил трения, возникающих между самими слоями жидкости и газа, и трения жидкости и газа о породу, а также на преодоление сопротивления капиллярно-молекулярных сил в пласте.

При разработке залежей нефть может двигаться к забоям скважин под действием как одного, так и всех видов пластовой энергии одновременно. Однако упругость пород пласта и насыщающих его жидкостей с растворенным газом и гравитационные силы (силы тяжести) проявляются всегда.

В зависимости от геологических условий залегания нефти, газа и воды в пласте, величины пластового давления и размеров нефтегазоводяных частей всей пластовой гидродинамической системы всегда превалирует энергия того или иного вида, которую выделяют как главную движущую силу нефти к забоям скважины.

§ 2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В зависимости от того, какой вид энергии является основной движущей силой, т. е. обуславливает перемещение нефти из пласта к скважинам, различают следующие режимы работы нефтяных залежей: режимы вытеснения (водонапорный, газонапорный); режимы истощения пластовой энергии (растворенного газа, гравитационный).

Водонапорный режим подразделяется на жестководонапорный режим и упруговодонапорный режим.

На рис. 5.1 представлена схема месторождения с жестководонапорным режимом. При этом режиме нефть к добывающим скважинам поступает за счет напора краевых вод, который в основном определяется высотой столба воды H за контуром нефтеносности; водоносная часть продуктивного пласта имеет сравнительно небольшие площади распространения от контура нефтеносности и связана с дневной поверхностью или с поверхностными водоемами. При эксплуатации залежи вода постоянно пополняется за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов. При жестководонапорном режиме поступающая в пласт вода полностью замещает отбираемую нефть. Контур нефтеносности при этом непрерывно перемещается и сокращается.

В процессе эксплуатации залежи вначале наблюдается не-

который спад пластового давления (рис. 5.2, кривая I) и некоторое снижение дебитов. Затем в залежи устанавливается определенный градиент давления, который обеспечивает постоянный отбор жидкости во времени. При поддержании пластового давления выше давления насыщения газовый фактор (кривая I) остается постоянным в процессе всего времени эксплуатации залежи.

Эксплуатация нефтедобывающих скважин прекращается, когда наступающая контурная вода достигнет нефтедобывающих скважин, находящихся в наиболее повышенных частях пласта, и вместо нефти из пласта будет добываться только

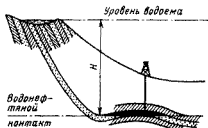
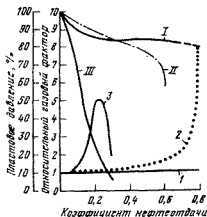


Рис. 5.1. Схема строения залежи с напором краевых вод

Рис. 5.2. Графики изменения пластового давления и газового фактора во времени при различных режимах разработки залежей



вода. Однако из-за неоднородности пласта по проницаемости и сравнительно высокой вязкости нефти в пластовых условиях по отношению к вязкости пластовой воды происходит прорыв краевых и пластовых вод к нефтедобывающим скважинам, и они длительное время могут эксплуатироваться с содержанием в нефти большого количества воды.

При жестководонапорном режиме работы нефтяной залежи обеспечивается самый высокий коэффициент нефтеотдачи пластов — 0,5–0,8.

Необходимо отметить, что при чрезмерном увеличении темпа отбора нефти из залежи, т. е. когда отбор нефти значительно превышает приток воды из законтурной или подошвенной частей пласта, будет происходить быстрое падение пластового давления до давления насыщения и ниже. Тогда жестководонапорный режим работы залежи может перейти в режим растворенного газа. Поэтому, с целью интенсификации добычи нефти увеличением темпов отбора нефти и предупреждением при этом возможности перехода с жестководонапорного режима на режим растворенного газа, недостающий

приток пластовой воды в нефтяную часть пласта компенсируют искусственным нагнетанием воды в водоносные или нефтеносные части продуктивного пласта. Компенсацию недостающего напора краевых и подошвенных вод проводят также закачкой газа в повышенные части продуктивного пласта.

Для упруговодонапорного режима характерна обширная по сравнению с нефтяной частью водоносная часть пласта, которая простирается на очень большие расстояния от контура нефтеносности (100 км и более). При этом водоносная часть пласта может иметь связь с дневной поверхностью или вовсе ее не иметь.

При снижении пластового давления в залежи в условиях упруговодонапорного режима в начале разработки нефть к забоям скважин в основном притекает за счет энергии упругого расширения пластовой жидкости и сжатия пород продуктивного пласта. Чем больше площадь, на которую распространяется понижение давления в нефтяной части пласта, тем большие массы жидкости вовлекаются в движение за счет упругой деформации жидкости и пород пласта по направлению к скважинам. В зависимости от проницаемости пород продуктивного пласта пластовое давление в удаленных частях водоносной части пласта может оставаться неизменным в течение многих лет.

Упругие изменения породы и жидкости при уменьшении давления в пласте, отнесенные к единице их объема, незначительны. Однако если учесть, что объемы залежи и питающей ее водонапорной системы могут быть огромны, то упругая энергия пород, жидкостей и газов может оказаться существенным фактором, обуславливающим движение нефти к забоям нефтяных скважин.

Установлено, что за счет энергии упругого расширения жидкости и газа и сжатия продуктивного пласта можно извлечь из пласта до 15 % нефти от промышленных запасов

$$V_{\text{ж}} = \beta^* V \Delta p, \quad (5.1)$$

где $V_{\text{ж}}$ — «упругий запас» жидкости в объеме залежи при снижении давления на Δp ; V — объем залежи; β^* — коэффициент упругости

$$\beta^* = m \beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}}, \quad (5.2)$$

где m — коэффициент пористости породы; $\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{с}}$ — соответственно коэффициенты сжимаемости жидкостей и породы.

В отличие от жестководонапорного режима для упруговодонапорного режима характерны большее падение пластового давления и большее снижение дебитов нефтедобывающих скважин в начале разработки залежи. Затем темп падения пластового давления дебитов скважин замедляется. При условии недопущения снижения пластового давления ниже давления насыщения газовый фактор при упруговодонапорном режиме

остается постоянным. При упруговодонапорном режиме контур нефтеносности непрерывно перемещается и сокращается.

С целью недопущения перехода упруговодонапорного режима в режим растворенного газа залежи нефти в настоящее время разрабатываются с поддержанием пластового давления нагнетанием в продуктивный пласт воды или газа в повышенные части пласта.

Коэффициент нефтеотдачи при упруговодонапорном режиме также может достигать 0,8.

Газонапорный режим работы залежи может проявляться при огромном давлении газовой шапки. Нефть к нефтедобывающим скважинам притекает в основном за счет энергии расширения газа газовой шапки. В месторождениях с газовой шапкой процесс вытеснения нефти расширяющимся по мере снижения давления газом сопровождается обычно гравитационными эффектами. Нефть стекает под действием силы тяжести в наиболее пониженные зоны залежи, а выделяющийся из нефти растворенный в ней газ мигрирует в повышенные зоны и пополняет газовую шапку. Этим замедляется темп падения пластового давления.

При благоприятных геологических условиях в результате гравитационного распределения нефти и газа возможно образование газовой шапки там, где в начальный период она отсутствовала. Если расход энергии расширения газа недостаточно компенсируется, происходит довольно быстрое падение пластового давления (см. рис. 5.2, кривая *II*) и снижение дебитов нефтедобывающих скважин. После снижения пластового давления ниже давления насыщения наблюдается быстрое увеличение газового фактора (кривая 2). По мере вытеснения нефти из пласта и увеличения площади газонефтяного контакта, а также за счет очень низкой вязкости газа по сравнению с нефтью происходят прорыв газа к нефтяным скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности, и нерациональное расходование энергии расширения газа газовой шапки. Поэтому при прорыве газа в нефтяные скважины добыча нефти прекращается.

С целью увеличения темпа отбора нефти из залежи и недопущения перехода газонапорного режима в режим растворенного газа, напорный режим поддерживается закачкой газа в газовую шапку. Обычно для этой цели используют нефтяной газ, отбираемый вместе с нефтью из нефтяной части той же залежи.

При газонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи пласта составляет 0,4—0,6.

Режим растворенного газа (газовый режим) характерен для изолированных залежей без газовой шапки при активном напоре краевых и подошвенных вод или слабом их поступлении в нефтяную часть пласта.

Приток нефти в залежах с газовым режимом происходит за счет энергии расширения газа, растворенного в нефти. По мере эксплуатации залежи давление в пласте быстро снижается и происходит выделение из нефти свободных пузырьков газа. Пузырьки газа все больше и больше расширяются и частично проталкивают и увлекают нефть к забоям скважин. Однако эффект процесса вытеснения нефти из залежи за счет энергии растворенного газа очень незначителен, так как запас энергии газа часто полностью истощается намного раньше, чем успевают отобрать более или менее значительные объемы нефти.

Пластовое давление (см. рис. 5.2, кривая III) при режиме растворенного газа очень быстро падает, также быстро снижаются дебиты скважин. Газовый фактор (кривая 3) сначала очень быстро растет, а потом, достигнув некоторого максимума, резко снижается до полного истощения пласта. Контур нефтеносности при режиме растворенного газа остается неизменным в процессе всего периода эксплуатации залежи.

Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа самый низкий и составляет всего 0,15—0,3.

Для увеличения темпа отбора и повышения коэффициента нефтеотдачи залежи с режимом растворенного газа рекомендуется разрабатывать ее с самого начала с поддержанием пластового давления путем закачки воды или газа в пласт.

Гравитационный режим проявляется в том случае, если в нефтяном пласте давление снижено до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть способна стекать в скважины только под действием гравитационной силы (сила тяжести). При крутых углах падения пластов наибольшую продуктивность имеют скважины, вскрывающие пласт в его пониженных зонах. При гравитационном режиме добыча нефти из пласта ведется в основном механизированным способом до тех пор, пока эксплуатационные расходы окупаются стоимостью добытой нефти.

В заключение необходимо отметить, что нефтяная залежь редко работает на каком-либо одном режиме в течение всего периода эксплуатации. На некоторых месторождениях отдельные участки могут работать на различных режимах. Например, в краевые скважины нефть может вытесняться напором краевых вод, а внутренние области пласта могут дренироваться под действием энергии газовой шапки или вследствие отдачи энергии растворенного в нефти газа.

§ 3. ПРИТОК ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЫ

При разработке нефтяной залежи приток жидкости в скважины, вскрывшие однородный пласт, происходит по радиально сходящимся к скважине линиям. Жидкость, поступающая

в скважину, проходит последовательно как бы через ряд концентрически расположенных цилиндрических поверхностей, заключенных между непроницаемыми кровлей и подошвой пласта. При этом по мере приближения к скважине площади этих поверхностей непрерывно уменьшаются, а скорости фильтрации жидкости при постоянном расходе непрерывно увеличиваются, достигая максимума у стенок скважины. Следовательно, на перемещение единицы объема жидкости в направлении скважины непрерывно должны возрастать затраты энергии или связанные с этим перепады давления на единицу длины пути.

Для определения зависимости между дебитом скважины и перепадом давления воспользуемся законом Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости жидкости:

$$v = \frac{Q}{F} = - \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta l}. \quad (5.3)$$

На расстоянии r от центра скважины площадь $F = 2\pi rh$, а длина элемента $\Delta l = \Delta r$. Подставляя значения в формулу (5.3), будем иметь

$$\Delta p = - \frac{Q\mu}{2\pi r kh} \frac{\Delta p}{\Delta r}. \quad (5.4)$$

Подставляя значения $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}$ и $\Delta r = R_k - r_c$, получим

$$p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (5.5)$$

где Q — дебит скважины, м^3 ; μ — вязкость жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$; R_k — радиус контура питания, м ; k — коэффициент проницаемости пласта, м^2 ; h — толщина продуктивного пласта, м ; r_c — радиус скважины, м .

Задавая различные произвольными значениями R_k и решая уравнение (5.5) относительно $p_{\text{пл}}$ (считая, что $p_{\text{заб}} = \text{const}$), получим характер изменения давления в любом направлении вокруг скважины при установившемся притоке в виде логарифмических кривых (рис. 5.3), называемых воронкой депрессии. Как видно из рисунка, значительная доля общего перепада давления в пласте расходуется в непосредственной близости от скважины. По мере удаления от нее кривые градиентов давления значительно выполаживаются, что указывает на резкое уменьшение скоростей фильтрации с удалением от скважины.

Решив уравнение (5.5) относительно Q , получим так называемое уравнение Дюпюи для радиального установившегося притока однородной жидкости в скважину:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (5.6)$$

Приведенное выражение (5.6) справедливо для условий плоскопараллельной фильтрации жидкости к скважине по всей вскрытой толщине пласта, т. е. для так называемой гидродинамически совершенной скважины. В действительности скважины в большей части гидродинамически несовершенны. Гидродинамическое несовершенство скважин обусловлено появлением дополнительных сопротивлений, возникающих в призабойной зоне и у стенок скважины в результате отклонения потока жидкости от плоскопараллельного, а также в результате сгущения линий токов у перфорационных отверстий, вызывающих местное повышение скоростей движения жидкости. На практике за гидродинамически совершенную скважину принимают скважину с открытым забоем, где

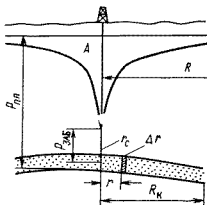


Рис. 5.3. Кривые распределения давления в пласте вокруг добывающей скважины

жину с открытым забоем, где движутся к скважине параллельно друг другу, кровле и подошве пласта (рис. 5.4, а).

Различают скважины гидродинамически несовершенные по степени вскрытия, где продуктивные пласты вскрывают не на всю толщину (рис. 5.4, б). Линии тока к этим скважинам от кровли до забоя параллельны, а ниже уровня забоя искривляются, в результате чего возникают дополнительные гидравлические сопротивления. Большинство скважин являются гидродинамически несовершенными по характеру вскрытия. В этом случае скважина вскрывает продуктивный пласт на всю его толщину, но сообщается с ним через определенные перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне (рис. 5.4, в). Часто встречаются скважины несовершенные как по степени, так и по характеру вскрытия (рис. 5.4, г).

Уравнение движения жидкости в несовершенную скважину можно описать следующей формулой:

$$Q_n = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right)}, \quad (5.7)$$

где Q_n — дебит гидродинамически несовершенной скважины по характеру и по степени вскрытия.

Отношение дебита гидродинамически несовершенной скважины к дебиту гидродинамически совершенной при прочих равных условиях называется **коэффициентом гидродинамического несовершенства скважины**, который всегда меньше еди-

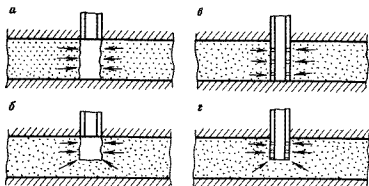


Рис. 5.4. Виды гидродинамического несовершенства скважин

ницы, т. е. выражается в долях от единицы:

$$\varphi = \frac{Q_n}{Q} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + c}, \quad (5.8)$$

где Q — дебит гидродинамически совершенной скважины.

Однако коэффициент c на практике трудно определить, потому что не всегда известны число перфорационных отверстий в скважине, их диаметр и глубина. Поэтому вместо гидродинамически несовершенной скважины может быть принята равнозначная ей по дебиту гидродинамически совершенная скважина с соответственно меньшим радиусом. Радиус такой фиктивной скважины называется **приведенным**, дебит такой скважины

$$Q = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}, \quad (5.9)$$

где $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины, который можно определить расчетным путем по результатам гидродинамических исследований скважин.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Под разработкой нефтяных месторождений понимают управление движением нефти в залежах к нефтедобывающим скважинам путем надлежащего размещения и последовательного ввода всего заданного фонда нефтедобывающих и водогазонагнетательных скважин с целью поддержания намеченных режимов их работы при равномерном и экономном расходовании пластовой энергии.

Из всех возможных систем разработки необходимо выбирать наиболее рациональную, при которой месторождение разбуривается минимальным числом скважин, обеспечивающим заданные планом темпы отбора нефти и высокую конечную нефтеотдачу при возможно минимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах. Рациональная система разработки месторождений предусматривает решение и осуществление следующих мероприятий.

1. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении и определение порядка их ввода в разработку. Эксплуатационный объект — продуктивный пласт или группа пластов, разрабатываемых самостоятельной сеткой скважин при обеспечении контроля и регулирования процесса их эксплуатации. Эксплуатационные объекты на многопластовом месторождении подразделяются на базисные (основные) и возвратные. В качестве базисных выбирают более изученные, высокопроизводительные и сравнительно крупные по запасам нефти пласты.

Возвратными объектами можно считать менее продуктивные и с меньшими запасами пласты, разработку которых предусматривается проводить путем возврата скважин с базисного объекта.

2. Определение сетки скважин, размещение их на эксплуатационном объекте и порядок ввода скважин в эксплуатацию. Размещение скважин на объектах может быть равномерным на залежах с неподвижными контурами нефтеносности при наличии подошвенных вод или вообще при отсутствии пластовых вод. На месторождениях с перемешающимися контурами нефтеносности скважины на объектах размещаются рядами параллельно контурам нефтеносности (рис. 6.1).

Расстояния между скважинами и рядами скважин выбирают с учетом геологического строения эксплуатационного объекта с тем, чтобы охватить разработкой все участки продуктивных пластов, а также по экономическим соображениям. Необходимо стремиться разбуривать объекты редкой сеткой с тем, чтобы не было интерференции между нефтедобывающими сква-

жинами. Это обеспечит высокую производительность каждой скважины. Однако при этом из-за литологической неоднородности продуктивных пластов возможно оставление невыработанных целиков нефти. Редкую сетку иногда вынуждены применять из-за большой глубины залегания продуктивных пластов, или сильно пересеченного гористого заболоченного рельефа местности, или в условиях моря.

Порядок ввода нефтедобывающих скважин может быть одновременным по сгущающей или ползущей системам. Условно одновременным можно считать ввод скважин в эксплуатацию в течение одного — трех лет разработки объекта, что не будет иметь существенного значения в общем его сроке разработки.

Сгущающую сетку скважин применяют при разбуривании и разработке крупных месторождений со сложным геологическим строением продуктивных пластов. При этом сначала скважины закладывают равномерно по редкой сетке, затем по данным бурения и гидродинамических исследований скважин уточняют геологические строения и коллекторские свойства пластов и намечают бурение последующих скважин. При этом возможно изменение сетки скважин в сторону увеличения или уменьшения их числа.

Ползущую систему разбуривания применяют при напорных режимах или на месторождениях со сложным рельефом местности. При напорном режиме первый ряд скважин располагают вдоль контура питания, а следующие ряды — вверх по восставанию при водонапорном режиме (см. рис. 6.1) или вниз по падению при газонапорном режиме.

3. Установление режима работы нефтедобывающих и водонагнетательных скважин сводится к планированию темпов отбора нефти и закачки воды в пласт для поддержания пластового давления на определенный промежуток времени. Дебиты и приемистости скважин могут быть самыми разнообразными и зависят от геологического строения продуктивных пластов и принятых режимов работы залежей. Режимы работы скважин изменяются во времени в зависимости от состояния разработки залежей (положения контура нефтеносности, обводненности скважин, прорыва газа к ним, технического состояния

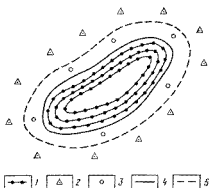


Рис. 6.1. Схема расположения скважин при перемещающихся контурах нефтеносности:

1 — нефтяные скважины, 2 — нагнетательные скважины, 3 — контрольные скважины, 4 — внутренний контур нефтеносности, 5 — внешний контур нефтеносности

эксплуатационной колонны, применяемого оборудования для подъема жидкости из пласта на поверхность, закачки рабочего агента в пласт (вода, газ) для поддержания пластового давления и др.).

4. Регулирование баланса пластовой энергии в залежах нефти проводится воздействием на пласт в целом. В настоящее время основной метод интенсификации добычи нефти — поддержание пластового давления искусственным заводнением пластов. На отдельных месторождениях проводят также закачку газа в газовую шапку.

Заводнение пластов бывает: законтурное, приконтурное, внутриконтурное.

Законтурное заводнение применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Нагнетательные скважины располагают за контуром нефтеносности на расстоянии 200—100 м и более (см. рис. 6.1).

Приконтурное заводнение применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в водяной части залежи. Расстояние между нагнетательными скважинами и контуром нефтеносности — очень небольшое или же их располагают непосредственно на контуре нефтеносности.

Внутриконтурное заводнение применяют на крупном месторождении разделением его рядами нагнетательных скважин на отдельные эксплуатационные объекты, которые в дальнейшем эксплуатируются как самостоятельные залежи. Нагнетательные скважины располагают с учетом геологического строения месторождений в основном на высокопроницаемых участках. При этом источниками питания для краевых участков месторождения являются напор краевых вод и напор воды на линии искусственного заводнения рядами водонагнетательных скважин, расположенных около контура нефтеносности или несколько отодвинутых от него, а также рядами водонагнетательных скважин, пробуренных в нефтяной части пласта. Эти внутриконтурные водонагнетательные скважины являются источниками питания и для других отдельных нефтяных участков залежей.

Внутриконтурное заводнение позволяет значительно увеличить темпы отбора нефти и сократить сроки разработки крупных месторождений. Это объясняется тем, что одновременно можно эксплуатировать только два-три ряда нефтедобывающих скважин. При одновременной эксплуатации большего числа рядов скважин энергия напора пластовых вод или напора газовой шапки будет экранироваться первыми двумя-тремя рядами нефтедобывающих скважин, а другие ряды нефтедобывающих скважин, расположенные внутри контура нефтеносности, будут работать за счет энергии упругого сжатия пород продуктивного пласта и расширения жидкостей и растворенного в ней газа, насыщающих коллектор, т. е. при режиме растворенного газа. Чтобы не допустить эксплуатации внутренних участков

залежи при режимах растворенного газа, необходимо центральные участки залежи законсервировать на многие десятки лет.

В настоящее время применяется несколько видов внутриконтурного заводнения, отличающихся друг от друга расположением водонагнетательных скважин, последовательностью ввода их в эксплуатацию, темпами и последовательностью закачки воды в пласт и отборами нефти из нефтедобывающих скважин.

«Разрезание» залежей нефти рядами водонагнетательных скважин на площади самостоятельной разработки (рис. 6.2, а) и блоковое заводнение разрезанием залежей поперечными ря-

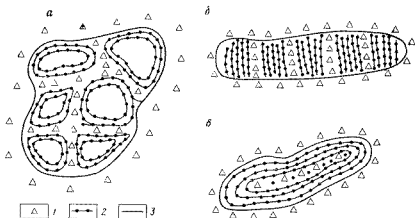


Рис. 6.2. Схемы внутриконтурного заводнения:

1 — нагнетательные скважины, 2 — нефтяные скважины, 3 — контур нефтеносности

дами водонагнетательных скважин на отдельные площади (блоки), в пределах которых размещается нечетное число нефтедобывающих скважин (рис. 6.2, б).

При «разрезании» залежей на площади и блоки ширина их не превышает 4—5 км, а при пониженных проницаемости пластов и вязкости нефти в пластовых условиях — еще меньше.

Линии нагнетательных скважин намечают заранее с учетом геологического строения залежей или же скважины располагают по линиям наибольшего обводнения (прорыва воды) по высокопроницаемым участкам пласта. Обычно это становится очевидным в процессе разработки залежей. На участках высокой проницаемости происходит быстрое обводнение скважин первого ряда, затем — второго и третьего рядов. Такой же характер обводнения наблюдается и с противоположной стороны залежи. Тогда обводненные нефтедобывающие скважины переводят в разряд водонагнетательных. При необходимости на этой же линии бурят и новые нагнетательные скважины. Таким образом, вода как бы сама находит себе путь и отделяет одну

эксплуатационную площадь от другой. При блоковом заводнении залежей линии нагнетания обычно располагают вкрест простиранию площадей с учетом геологического строения продуктивных пластов.

Избирательное заводнение пластов (рис. 6.2, в). При этой системе обосновывается рациональное общее число скважин, которые располагают по равномерной сетке. Затем после проведения детальной корреляции разрезов залежи и гидродинамических исследований из числа пробуренных скважин выбирают скважины для нагнетания воды в пласт. При этом соблюдают следующие условия: водонагнетательные скважины должны иметь хорошую приемистость и хорошее сообщение с окружающими скважинами, но вместе с тем должны быть рассредоточены по площади с целью исключения возможности взаимовлияния с другими водонагнетательными скважинами.

При разработке месторождений с внутриконтурным заводнением дополнительно применяют **очаговое заводнение** в том случае, когда на отдельных участках залежи не наблюдается влияния этого заводнения и происходит падение пластового давления и снижение отборов нефти. Водонагнетательные скважины при очаговом заводнении выбирают из числа нефтедобывающих по тем же признакам, что и при избирательном заводнении. Одно из основных условий при очаговом заводнении — размещение водонагнетательных скважин в середине участка, что обеспечивает равномерное воздействие закачиваемой воды на окружающие нефтедобывающие скважины.

С целью интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов в пласт также нагнетают газ или воздух. Благоприятными факторами закачки газа (воздуха) являются значительные углы наклона пластов и небольшая вязкость нефти. Однако закачка газа для поддержания пластового давления в настоящее время применяется реже, так как для этого нужно иметь источник газа и высоконапорные большой производительности компрессоры.

§ 2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проект разработки нефтяного месторождения — это документ, на основе которого осуществляется разбуривание залежи и разработка нефтяного месторождения с годовыми отборами нефти и газа. Проектом разработки определяются в целом расходы на разработку месторождения с распределением капитальных вложений и эксплуатационных затрат по годам. Исходным материалом для составления проекта разработки являются подсчитанные запасы нефти и газа, которые высчитываются на основе геологического изучения месторождения (бурение первых разведочных скважин, данные пробной экс-

плуатации скважин и оконтуривания залежей и т. д.). При подсчете запасов определяют структуру месторождения, число пластов и пропластков и связь между ними, характеристику пород эксплуатационных объектов, их непроницаемых перекрытий, свойства коллекторов и насыщающих их нефти, газа и воды, давление насыщения, размеры и конфигурацию залежей и др.

На основе пробной эксплуатации разведочных скважин определяют пластовое давление, производительность скважин и гидродинамическую связь между скважинами и пластами, изучают режимы работы залежей, контуры нефтеносности, положение водонефтяных и газонефтяных контактов, толщину пластов в различных его зонах.

Общие геологические запасы нефти отдельных залежей и всего месторождения подсчитываются объемным методом:

$$Q_{\text{общ}} = F h_{\text{эф}} m_{\text{эф}} k_{\text{н}} \rho \eta, \quad (6.1)$$

где F — площадь нефтеносности, м^2 ; $h_{\text{эф}}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м ; $m_{\text{эф}}$ — эффективная пористость, $k_{\text{н}}$ — коэффициент нефтенасыщенности; ρ — плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$; η — пересчетный коэффициент для перевода объема нефти из пластовых условий в поверхностные, равный $1/b$ (b — объемный коэффициент).

Промышленные или извлекаемые запасы нефти в залежах определяются по формуле

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{общ}} k, \quad (6.2)$$

где $Q_{\text{общ}}$ — геологические запасы нефти, т; k — коэффициент нефтеотдачи, доли единицы.

Коэффициент нефтеотдачи показывает, какую часть от общих запасов нефти можно извлечь из недр при существующих методах эксплуатации. Коэффициент нефтеотдачи зависит от геологических особенностей залежей и режимов их работы. Как было отмечено выше, он изменяется от 0,1 до 0,8.

После утверждения запасов нефти проводится комплексное проектирование рациональной системы разработки нефтяного месторождения. На крупных месторождениях, а также тогда, когда недостаточно исходных материалов для проектирования, составляют технологическую схему разработки месторождения.

Комплексные схемы и проекты разработки включают следующие основные разделы:

1. Геологическую характеристику месторождения и обоснование исходных данных для проектирования системы его разработки.

2. Обоснование вариантов системы разработки месторождения.

3. Определение технологических показателей разработки месторождения по рассматриваемым вариантам.

4. Обоснование способов бурения, вскрытия пластов и ос-

воения скважин по категориям (нефтедобывающим, водонагнетательным и др.).

5. Обоснование методов воздействия на пласты (в том числе и новейших методов) с целью интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов.

6. Выбор способов эксплуатации скважин и их оборудования.

7. Обоснование плана обустройства района и месторождения по сбору и подготовке нефти, газа и воды.

8. Комплексное обоснование вариантов разработки месторождения.

9. Выбор рациональной системы разработки месторождения по комплексу технико-экономических показателей.

10. Обоснование способов контроля и регулирования эксплуатации месторождения при реализации проекта его разработки.

11. Мероприятия по охране недр и окружающей среды.

12. Заключение, в котором дается краткая характеристика рекомендуемого варианта комплексной схемы разработки месторождения.

Весь комплекс решаемых вопросов по вариантам должен быть оценен путем анализа технико-экономических показателей разработки с целью выбора рационального варианта.

§ 3. СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

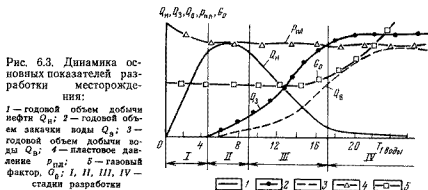
Различают четыре стадии разработки нефтяной залежи (рис. 6.3): *I* стадия — нарастающая добыча нефти, *II* стадия — стабилизация добычи нефти, *III* стадия — падающая добыча нефти, *IV* стадия — поздняя эксплуатация залежи.

При *I* стадии нарастание объема добычи нефти обеспечивается в основном введением в разработку новых нефтедобывающих скважин в условиях высоких пластовых давлений. Обычно в период *I* стадии разработки добывается безводная нефть, наблюдается некоторое падение пластового давления. В случае быстрого падения пластового давления и его приближения к давлению насыщения начинают поддерживать пластовое давление закачкой воды или газа в пласт. После разбуривания основного фонда скважин начинается *II* стадия — стабилизация добычи нефти. Задача разработчиков состоит в том, чтобы продлить этот период разработки как можно дольше. Это достигается следующим: сгущением сетки за счет ввода резервного фонда скважин; увеличением нагнетания воды или газа в пласт для поддержания пластового давления, что достигается также сгущением нагнетательных скважин в зонах пониженных проницаемостей; проведением работ по воздействию на призабойные зоны пластов нефтяных и нагнетательных скважин с целью увеличения продуктивности нефтяных и нагнетательных скважин, изоляции притоков пластовых вод, крепления неустойчивых пород призабойной зоны пластов и др.

III стадия — падающая добыча нефти — характеризуется увеличением обводненности скважин и большим падением пластового давления. Наблюдается увеличение газового фактора. Задача состоит в том, чтобы замедлить падение добычи нефти, что достигается теми же способами, что и во **II** стадии разработки залежи. Скорость обводнения скважин при разработке залежей зависит от отношения вязкостей нефти и воды

$$\mu_0 = \mu_n / \mu_v. \quad (6.3)$$

Исследованиями установлено, что (в условиях равномерной проницаемости пород пласта), если $\mu_0 < 3$, происходит более



полное вытеснение нефти из пласта и не наблюдается преждевременного прорыва воды к нефтяным скважинам. Если $\mu_0 > 3$ — наблюдается опережающее движение воды и быстрое обводнение скважин. Поэтому проводят работы по уменьшению значения μ_0 путем загущения закачиваемой воды в пласт, например добавкой в нее полиакриламида (ПАА).

В течение **I**, **II** и **III** стадий разработки проектируют отбор основных запасов нефти, составляющей 80—90 % от промышленных запасов.

IV стадия характеризуется сравнительно низкими объемами отбора нефти и большими отборами воды. Этот период может длиться очень долго — до рентабельности разработки месторождения. Для увеличения коэффициента нефтеотдачи на **IV** стадии применяются вторичные методы добычи нефти по извлечению оставшейся пленочной нефти из пласта.

В конце **III** и в течение **IV** стадий разработки возможна форсированная эксплуатация скважин с извлечением больших объемов воды. Поэтому необходимо предусмотреть возможность больших затрат на сбор, подготовку и закачку промышленных сточных вод в пласт.

§ 4. КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖИ

Контроль и регулирование эксплуатации залежи сводятся к равномерному стягиванию водонефтяного и газонефтяного контактов и к рациональному расходованию пластовой энергии. При этом очень важно, чтобы в зоне замещения нефти водой или газом обеспечивался высокий коэффициент нефтеотдачи пласта. Равномерное стягивание контуров нефтеносности прежде всего достигается надлежащим размещением нефтедобывающих и нагнетательных скважин по залежи в соответствии с проницаемостью различных участков продуктивных пластов и регулированием режимов работы каждой скважины в отдельности.

В процессе разработки залежи ведут постоянный контроль за дебитом нефтедобывающих скважин по нефти, процентом обводненности нефти, газовым фактором, выносом песка, изменением забойного и пластового давления. Ежедневно контролируют приемистость водонагнетательных скважин, давления нагнетания насосов по кустовым насосным станциям и систематически определяют количество механических примесей в воде. Систематически проводят гидротермодинамические исследования скважин.

На основе результатов всех исследований строят карты обводненности скважин, изобар, проницаемостей, удельных продуктивностей и др.

При преждевременном прорыве воды в нефтяные скважины или ограничивают отбор из этой скважины, или ограничивают закачку воды в нагнетательные скважины. В случае увеличения прорыва газа в нефтяные скважины при газонапорном режиме рекомендуется их закрывать. Увеличение газового фактора по нефтяным скважинам при водонапорном режиме указывает на падение пластового давления в зоне этих скважин. Поэтому нужно или уменьшить отборы нефти по этим скважинам, или увеличить закачку воды в пласт на этом участке.

По данным определения приведенного пластового давления по скважинам ежеквартально строят карты изобар — карты равных пластовых давлений. Сопоставление карт обводненности и карт изобар позволяет судить о продвижении контуров нефтеносности.

Для определения полноты выработки продуктивных пластов между нефтяными и нагнетательными рядами скважин бурят оценочные скважины со сплошным отбором керна из продуктивного пласта, по которому в лабораторных условиях определяют промытость пород водой, т. е. остаточную нефтеносность. Затем эти скважины используют в качестве контрольных, оборудовав специальными приборами, называемыми пьезографами, или периодически замеряют забойные давления в них.

Для выявления зон слабой или улучшенной проницаемости

отдельных участков пластов проводят гидродинамические исследования скважин на взаимодействие. В случае плохой проницаемости на этих участках бурят новые нефтяные или нагнетательные скважины, что обеспечивает большую полноту отбора нефти.

За скоростью продвижения контуров нефтеносности можно следить по изменению коэффициентов светопоглощений нефти $k_{\text{св}}$ и по кривым восстановления забойного давления. За единицу $k_{\text{св}}$ принят коэффициент светопоглощения такого вещества, при проникновении света через 1 см слоя которого интенсивность светового потока уменьшается в e (2,718) раз. Установлено, что $k_{\text{св}}$ чувствителен к изменению в нефти концентрации окрашенных веществ — смол, асфальтенов. Поскольку содержание смол и асфальтенов в нефти больше в зонах, расположенных ближе к контуру нефтеносности, то по увеличению во времени $k_{\text{св}}$ нефтей, извлеченных из внутриконтурных скважин, можно определить скорость движения нефти по каждому участку пласта.

На основе результатов всех перечисленных исследований строят фактические графики основных показателей разработки пласта (см. рис. 6.3), которые позволяют следить за отборами нефти и воды из пласта, закачкой воды или газа в пласт, изменением пластового давления и газового фактора. При отставании фактических показателей от проектных проводят те или другие мероприятия с целью регулирования разработки и достижения проектных показателей.

Глава 7

ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКОЙ ВОДЫ ИЛИ ГАЗА В ПЛАСТ

§ 1. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ВРЕДНЫМ ВЛИЯНИЕМ ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД НА ПРИЕМИСТОСТЬ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Вода, используемая для закачки в продуктивные пласты, должна обладать высокими нефтевымывающими свойствами. Она не должна вступать в химическую реакцию с пластовыми водами с образованием нерастворимых осадков солей, не должна давать набухания глинистых частиц пород пласта при их взаимодействии и иметь в своем составе механических взвешенных частиц, нефтепродуктов и микроорганизмов. Основными источниками водоснабжения для заводнения пластов являются воды поверхностных водоемов (рек, озер и морей), подрусловые воды, находящиеся над первыми водоупорами, и пластовые воды глубокозалегающих водоносных горизонтов. Исследованиями установлено, что наилучшие воды для заводнения пластов — это промысловые сточные воды, состоящие из пластовых вод, извлекаемых вместе с нефтью из пласта,

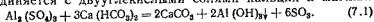
технической воды, используемой на установках подготовки нефти и в механических мастерских, паводковых, дождевых и ливневых вод.

В отдельных случаях для закачки в пласт можно использовать и сточные воды промышленных предприятий — нефтеперерабатывающих и химических заводов, шерстемойных и текстильных фабрик, горнодобывающих и других комбинатов. Закачиваемая в пласт вода обычно содержит в своем составе различные растворенные соли, газы, взвешенные твердые коллоидные частицы, микроорганизмы и некоторое количество эмульгированной нефти.

Взвешенные твердые частицы и нефтепродукты закупоривают фильтрационные каналы продуктивного пласта и снижают приемистость нагнетательных скважин вплоть до полного прекращения закачки.

Содержащиеся в закачиваемой воде взвешенные вещества чаще всего представляют собой частицы глины, ила и гидроокиси железа. Эти отложения при длительном отстое в основном оседают на дне сосудов и водоемов. Однако большая часть их находится во взвешенном состоянии.

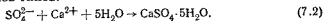
Для осаждения мелких частиц их укрупняют посредством коагуляции, например добавляя сернокислый алюминий, который соединяется с двууглекислыми солями кальция и магния:



Образующийся при этом хлопьевидный гидрат окиси алюминия оседает в воде и увлекает с собой частицы взвешенных веществ. Коагуляция идет более интенсивно, если концентрация водородных ионов pH в воде больше 7. Для достижения такой концентрации воду подщелачивают гашеной известью $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

В закачиваемой воде нередко содержится повышенное количество бикарбонатов кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ и магния $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, которые, попадая в высокотемпературные пласты, могут отложиться в виде нерастворимых солей кальция CaCO_3 и магния MgCO_3 и снизить проницаемость пласта. Декарбонизация обычно проводится путем подщелачивания гашеной известью при коагуляции. Подщелачивание применяют также и для удаления из воды гидроокиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

Кроме указанных выше примесей, причинами снижения приемистости нагнетательных скважин могут быть образование и отложение в поровых каналах труднорастворимых или вообще нерастворимых солей при нагнетании воды. Например, закачка сульфатной воды в пласты, содержащие воды хлоркальциевого типа, может привести к отложению в порах практически нерастворимых осадков гипса:



Если в пластовой воде содержится сероводород, то при закачке воды, содержащей в своем составе как растворимые, так

и нерастворимые соли железа, в порах может образоваться нерастворимый осадок сульфида железа FeS .

Закупоривание поровых каналов может происходить и в результате содержания в закачиваемой воде микроорганизмов и различных водорослей. Наиболее опасные из них — сульфатвосстанавливающие бактерии, которые развиваются в анаэробных (бескислородных) условиях и образуют сероводород. Для борьбы с сульфатвосстанавливающими бактериями в призабойные зоны пласта периодически через 9—12 мес. закачивают 0,1—0,2 %-ный раствор формальдегида в объеме 50—100 м³.

При подготовке и закачке воды наблюдается коррозия насосного оборудования, емкостей и трубопроводов.

Для борьбы с коррозией предложено: 1) использовать в системе водоснабжения неметаллические материалы; 2) покрывать трубопроводы и оборудование защитными изоляционными материалами; 3) обрабатывать нагнетаемую воду химическими ингибиторами коррозии; 4) применять катодную и протекторную защиту насосов и трубопроводов.

Из перечисленных направлений защиты оборудования и трубопроводов от коррозии наиболее универсальна и наименее трудоемка — обработка закачиваемых вод, особенно сточных, ингибиторами коррозии, которые образуют надежную защитную пленку на поверхностях труб и оборудования. Например, на месторождениях Татарии нашли применение ингибиторы коррозии ИКН-1, ИКБ-2, ИКБ-4 и полиэтиоксиамин S/15. Однако широкому применению ингибиторов коррозии препятствуют их высокая стоимость и дефицитность.

Существенное значение для заводнения пластов имеет стабильность химического состава закачиваемой воды. Обычно состав вод поверхностных водоемов после очистки практически стабилен. Также стабильными по составу являются и подрусловые воды. Однако в составе промышленных сточных вод и в водах глубокозалегающих водоносных пластов содержится значительное количество закисного железа, которое при соединении с кислородом воздуха переходит в окисное и в виде гидроокиси выпадает в осадок. Поэтому они закачиваются в пласт по закрытой системе без доступа кислорода воздуха.

При выборе источников водоснабжения большое внимание обращается на нефтewымывающую способность вод. Нефтewымывающая способность промышленных сточных вод на 5—8 % выше, чем пресных. Это объясняется большей их минерализацией и содержанием в их составе поверхностно-активных веществ (НЧК, дисолван, ОП-10 и др.), которые добавляют при подготовке нефти на промыслах.

Для повышения нефтewымывающей способности в пресные воды добавляют поверхностно-активные вещества или их загущают полимераи.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИГОДНОСТИ ВОДЫ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ

Пригодность воды для заводнения пластов определяют как в лабораторных, так и в промысловых условиях. Вода считается пригодной для заводнения в том случае, если практически не дает снижения проницаемости керна, извлеченного из продуктивного пласта, при различных установившихся режимах фильтрации в пределах возможных давлений нагнетания.

Достоверные данные о необходимом качестве воды для заводнения при оптимальных значениях давлений нагнетания получают на основе проведения пробных закачек воды в пласт через нагнетательные скважины на различных установившихся режимах. Уменьшение фильтрации воды по продуктивному пласту обуславливается снижением коэффициента приемистости нагнетательной скважины.

Для выявления допустимого содержания механических примесей, а также размеров их частичек, которые свободно могут проходить через поры и трещины пласта, после длительной пробной закачки нагнетательную скважину открывают на излив с постоянным отбором проб воды. Размеры взвешенных частиц сопоставляют с размерами пор и трещин.

На основе лабораторных и промысловых экспериментов установлено, что засорение пористой среды механическими примесями, содержащимися в закачиваемой воде, происходит в том случае, если отношение диаметра поровых каналов грунта D_p к среднему размеру частиц взвеси d_c будет меньше 5. Если $D_p/d_c \geq 5$, то взвешенные частицы будут свободно проходить через поровое пространство пласта. Например, на основе таких исследований установлена возможность применения промышленных сточных вод для заводнения продуктивных пластов Ромашкинского и Туймазинского месторождений проницаемостью 0,2—0,3 мкм² с содержанием эмульгированной нефти 10—15 мг/л, взвешенных частиц — 15—20 мг/л с размерами частиц 3—8 мкм. Для пластов проницаемостью 0,5 мкм² и выше допускается содержание нефти в сточных водах до 30 мг/л, твердых механических примесей 40—50 мг/л с размерами частиц 5—10 мкм.

Возможно применение промысловых сточных вод для закачки в пласт и с большим содержанием нефтепродуктов и механических примесей, что в основном обуславливается наличием трещин в призабойной зоне пласта, которые могут раскрываться при повышении давления нагнетания выше критического.

§ 3. ПРИНЦИПАЛЬНЫЕ СХЕМЫ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ

В комплекс сооружений по закачке воды в пласт входят водозаборы, водоочистные станции, насосные станции, кустовые насосные станции (КНС) и различного рода водоводы (рис. 7.1).

Водоводы по своему назначению подразделяются на магистральные 3 и разводящие 6. Магистральные водоводы подают воду от насосных станций первого и второго подъема 2 или непосредственно от индивидуальных водозаборов 1 к кустовым насосным станциям (КНС) 5. В условиях круговой залежи магистральные водоводы на больших месторождениях выполняют кольцевыми, а на малых месторождениях — по оси продолговатых структур.

Разводящие водоводы от кустовых насосных станций 5 прокладывают к нагнетательным скважинам 7 до четырех ниток в одну траншею. Они работают под давлением до 20 МПа. Глу-

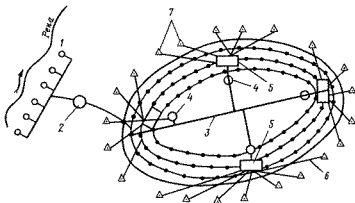


Рис. 7.1. Схема водоснабжения для заводнения пластов

бина укладки водоводов от поверхности земли изменяется от 0,4 до 2,2 м в зависимости от глубины промерзания грунтов в зимнее время. Около крупных КНС предусматривают резервуары 4 вместимостью 4—5 тыс. м³, которые могут обеспечить закачку воды в пласт в течение 2—3 ч в случае вынужденной остановки насосных станций первого и второго подъема.

Водозаборные сооружения должны строиться по возможности вблизи от заводняемых нефтяных залежей. При заборе воды из открытых водоемов на приеме насосов устанавливают деревянный или металлический оголовок. Для отбора воды используют обычные высоконапорные центробежные насосные агрегаты с индивидуальным электроприводом, которые монтируют в насосной станции. В зависимости от рельефа местности вода из открытых водозаборов подается на насосную станцию первого подъема или непосредственно на водоочистную станцию для очистки воды от механических примесей (глины, ила) и микроорганизмов.

При использовании для заводнения нефтяных месторождений подрусловых вод в пойме реки бурят мелкие скважины до

первого водоупора, которые пересекают верхние галечниковые или песчаные водоносные слои, имеющие непосредственную связь с рекой. Для предохранения от обвалов водозаборные скважины обычно обсаживаются обсадными трубами с готовыми фильтрами в нижней части колонны.

Для отбора воды используют вакуумные насосы с большой подачей или в каждую водозаборную скважину спускают погружные центробежные электронасосы.

Для предохранения водозаборных скважин от затопления во время весенних паводков на устье скважины сооружают оголовок, состоящий из бетонного колодца с герметичным люком.

Водозаборные скважины отличаются большой производительностью, достигающей до 3000 м³/сут и более.

На рис. 7.2 представлена принципиальная схема сифонного водозабора, широко применяемого в условиях высокого стояния уровня подрусловых вод. В пойменной части реки, где имеются водоносные высокопроницаемые отложения галечников и песков 1, бурят водоотбирающие скважины 2 глубиной 20—30 м. Расстояние между скважинами 50—100 м в зависимости от их продуктивности. Скважины 2 через сборный коллектор 3 соединены с вакуум-котлами 4, совмещенными с насосной станцией первого подъема 5. Вода из нее вакуумными насосами 6 подается в магистральный водовод 7, откуда поступает на станцию второго подъема или в подземные резервуары 8 кустовой насосной станции 9. Из кустовой насосной станции с помощью мощных центробежных насосных агрегатов 10 по разветвляющим водоводам 11 вода закачивается в нагнетательные скважины.

Если водоносные отложения с грунтовыми или аллювиальными водами залегают на большой глубине, применяют водозаборы с индивидуальными насосами типа АТН, АП, 12НА, развивающими напор от 80 до 280 м. Поскольку центробежные насосы типа АТН обладают достаточным напором, в зависимости от рельефа местности вода из скважины подается на станцию второго подъема или непосредственно в магистральные водоводы, по которым распределяется по кустовым насосным станциям. Накопленный опыт эксплуатации подрусловых водозаборов показывает, что насосный способ подъема воды на 20—30 % дороже, чем сифонный.

В процессе эксплуатации дебит водозаборных скважин снижается, что обуславливается отложением продуктов коррозии и карбонатов кальция в призабойной зоне пласта и в фильтре. Высокая продуктивность скважин обеспечивается промывкой фильтров струей чистой воды, дренажем призабойной зоны, форсированными отборами и проведением кислотной обработки.

Водоочистные станции. Подготовка пресной воды для за- качки проводится с применением целого комплекса сооружений

(рис. 7.3). Вода из водоема насосами 1 подается в смеситель 3, на пути к которому в нее добавляется необходимое количество коагулянта из дозатора 2. Затем вода попадает в осветлитель 4, в котором оседает основная часть взвешенных частиц. Оставшееся количество частиц попадает в гравийные фильтры 5 и

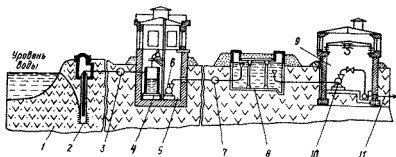


Рис. 7.2. Сифонный водозабор

оседает в слое песка и гравия. Очищенная вода накапливается в резервуарах 6, из которых насосами 7 направляется на кустовые насосные станции и далее распределяется по нагнетатель-

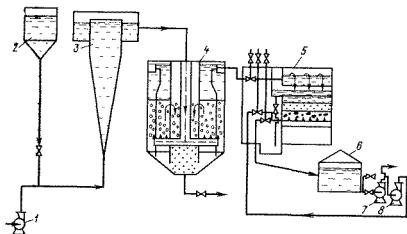


Рис. 7.3. Принципиальная схема подготовки пресных вод для закачки в пласт

ным скважинам. С помощью насосов 8 проводится промывка гравийных фильтров после их засорения.

Использование промышленных сточных вод для поддержания пластового давления позволяет сократить расход пресной воды, предотвратить загрязнение окружающей среды и поддержать

высокую приемистость нагнетательных скважин, так как глинистые частицы пород продуктивного пласта практически не разбухают в минерализованных водах.

В настоящее время очистку промышленных сточных вод от эмульгированной нефти и механических примесей в основном проводят методом отстаивания и фильтрования. На старых промыслах для этих целей еще широко применяются пруды-отстойники, песколовки и нефтеловушки, которые имеют следующие недостатки: 1) высокую стоимость, так как сооружаются из железобетона; 2) большие занимаемые площади; 3) непосредственный контакт с воздухом, в результате чего увеличивается коррозионная активность вод.

На новых крупных месторождениях очистку промышленных сточных вод проводят в вертикальных резервуарах-отстойниках или в горизонтальных напорных отстойниках, в которых контакт воды с воздухом не происходит.

Резервуары-отстойники 5 (рис. 7.4) между собой соединены последовательно, находятся на разных уровнях и работают следующим образом. Промысловая сточная вода после установки подготовки нефти (УПН) 1 поступает в нижний перфорированный лучевой раздаточный коллектор 4. Эмульгированная нефть, фильтруясь через слой промысловой сточной воды, промывается и скапливается в верхней части резервуара 5, откуда по мере накопления может забираться через верхний приемный лучевой коллектор 7 насосом 8 и снова подаваться на линию 1 УПН для доочистки методом «промывки» через слой промысловой сточной воды, скопившейся в нижней части резервуара 5. Предварительно очищенная промысловая сточная вода из резервуара 5, проходя самотеком через лучевой коллектор 3, по перепускному коллектору 9 попадает в верхний лучевой раздаточный коллектор 10 резервуара-отстойника 11. Незначительная часть эмульгированной нефти скапливается в верхней части резервуара-отстойника 11, а очищенная промысловая сточная вода в нижней его части проходит через приемный лучевой коллектор и по трубопроводу 12 подается на блочные кустовые насосные станции (БКНС) для закачки в нагнетательные скважины. Механические примеси оседают в нижних частях резервуаров-отстойников и сбрасываются через линии 2.

Для предупреждения контакта промысловой сточной воды с воздухом резервуары-отстойники оборудованы герметизированными плавающими крышами 6.

В настоящее время в системе промысловой подготовки нефти, газа и воды широкое применение получили горизонтальные напорные отстойники (рис. 7.5). Промысловая сточная вода с эмульгированной нефтью через патрубок 1 с диффузором попадает в горизонтальный отстойник, в начале которого имеется перфорированная перегородка 2 для выравнивания скорости потока. Затем вода поступает в гофрированные кассеты 4, из-

готовленные из гидрофобного материала и имеющие гидрофобное покрытие. Капельки эмульгированной нефти, обладая лучшей смачиваемостью, прилипают к поверхностям кассет и, укрупняясь, всплывают в верхней части отстойника, откуда уда-

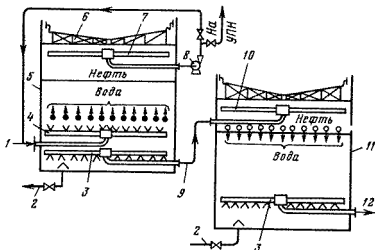


Рис. 7.4. Схема герметизированных вертикальных резервуаров-отстойников для подготовки промышленных сточных вод

ляются через патрубок 5. Очищенная сточная вода через патрубок 6 с автоматическим регулятором отбора подается на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для распределения и

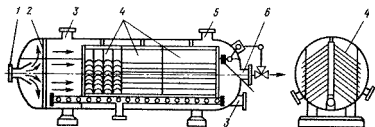


Рис. 7.5. Схема горизонтального напорного отстойника для подготовки промысловых сточных вод

закачки в нагнетательные скважины. Отстойники имеют люк-лазы 3. Очистку сточных вод также проводят методом фильтрации через фильтры с гравийно-кварцевой подушкой. В качестве фильтрующего материала применяют керамзитовый песок, антрацитную крошку, графит, сено, древесные стружки и др.

Эффективность работы всех очистных установок зависит от скорости отстаивания или фильтрования, температуры сточных вод, содержания в сточных водах ПАВ, физико-химических свойств нефти и воды, концентрации эмульгированной нефти и механических примесей, газонасыщенности и др.

Кустовые насосные станции (КНС) предназначены для нагнетания очищенной воды в продуктивные пласты. Число КНС, их расположение на месторождении, а также мощности устанавливаемых в них насосных агрегатов определяются на основе проекта разработки месторождения и технико-экономических расчетов. Во избежание больших гидравлических потерь в водоводах при закачке воды в пласт, а также уменьшения возможности попадания в призабойную зону пласта взвешенных механических примесей в виде продуктов коррозии КНС размещают вблизи нагнетательных скважин.

В настоящее время применяются стационарные КНС, состоящие из насосной, слесарной мастерской, помещений для щита управления, насосов-дозаторов и для хранения запасов реагентов.

В зависимости от числа нагнетательных скважин и давления нагнетания в КНС устанавливают от двух до восьми центробежных насосов с давлениями нагнетания от 4 до 20 МПа; один или два из этих насосов являются резервными. Одна стационарная КНС одновременно может обслуживать до 20 нагнетательных скважин в зависимости от их приемистости. В табл. 3

Таблица 3

Марка насоса	Давление нагнетания, МПа	Подача, м ³ /ч	Марка насоса	Давление нагнетания, МПа	Подача, м ³ /ч
8НД-10×5	4,0—6,0	150—300	ЦНС 180-950	10,0	180
АЯП-3-150×600	4,0—6,0	150—300	ЦНС 180-1185	12,5	180
5МС-7×10	10,0—12,0	150	ЦНС 180-1422	15,0	180
9Ц-12	15,0	160	ЦНС 180-1660	17,2	180
			ЦНС 180-1900	20,0	180

приведены технические данные насосов, применяемых на КНС. Первые четыре марки насоса были установлены раньше на КНС старых месторождений и продолжают еще эксплуатироваться. В настоящее время они постепенно заменяются на более совершенные насосы марки ЦНС.

К существенным недостаткам стационарных КНС относят длительность сооружения и высокую их стоимость.

На новых промыслах для закачки воды в пласт стали применять БКНС нормального ряда, оборудованные центробежными насосами типа ЦНС с давлениями на линии нагнетания 10,0; 12,5; 15,0; 17,5 и 20,0 МПа и электродвигателями марки СТД с потребляемыми мощностями от 750 до 1530 кВт.

Блочные КНС изготавливают в заводских условиях и монтируют на месторождениях в течение 3—4 мес. В зависимости от числа установленных насосных агрегатов БКНС могут обеспечивать подачу 3600, 7200, 10800 м³/сут.

В состав БКНС (рис. 7.6) входят следующие технологические объекты: насосная, состоящая из насосных и аппаратурных блоков; камера переключения из одного или двух блоков напорного коллектора (гребенки) распределительного устройства РУ-6. БКНС обогреваются за счет тепла, выделяемого электродвигателями насосных агрегатов и электрическими печами. На-

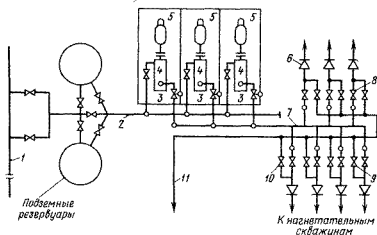


Рис. 7.6. Схема блочной кустовой насосной станции

сосное и вспомогательное оборудование размещается на блоках вагонов, которые стыкуются между собой, образуя единое помещение.

БКНС работают следующим образом. Из магистрального водовода 1 вода поступает в приемный коллектор 2, откуда попадает в центробежные насосы 4, которые приводятся в движение электродвигателями 5. Пройдя насосы и дистанционно управляемые задвижки 3, вода попадает в высоконапорный коллектор-распределитель 7, где давление доходит до 9,5—19 МПа. Из этого коллектора через задвижки 8 и 9 и расходомеры 6 вода направляется в нагнетательные скважины.

На случай вынужденного прекращения подачи воды из магистральных водоводов в системе БКНС предусмотрены металлические резервуары вместимостью 400 м³, обеспечивающие работу насосных агрегатов в течение 2 ч. Поскольку в схеме автоматизации БКНС предусмотрена гидравлическая защита насосов при понижении давления ниже допустимого (0,2—0,3 МПа), для устойчивой работы насосных агрегатов с забо-

ром воды из резервуаров необходимо на их приемных линиях устанавливать дополнительные подпорные насосы.

В схеме БКНС предусмотрена возможность промывки скважин и разводящих водоводов изливом, а также дренажем призабойной зоны для очистки ее от закупоривающего материала методом многократных и кратковременных изливов. Для этого задвижка 9 закрывается, а промывка и дренаж проводятся посредством задвижек 10 через сборный коллектор 11 для сброса грязной воды в пруды-испарители.

Современные КНС полностью автоматизированы и работают без обслуживающего персонала.

При коротком замыкании в двигателе, перегреве подшипников насоса или двигателя, при резком снижении давления на нагнетательной линии, что связано с порывом разводящих водоводов, при поломках вала насоса, чрезмерной утечке из сальников насоса, прекращении подачи воды на КНС сигналы об аварии передаются на диспетчерский пункт посредством блока местной автоматизации.

Для ежедневного учета количества закачиваемой воды в пласт, а также наблюдения за давлением нагнетания насосов в начале разводящих водоводов на КНС или БКНС установлены расходомеры с записью суточной приемистости нагнетательных скважин и давления нагнетания. Показания расходомеров передаются на диспетчерский пункт.

Все неисправности КНС устраняются специальной ремонтной бригадой.

§ 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Для заводнения продуктивных пластов на ряде месторождений используют подземные воды водоносных горизонтов, залегающих выше или ниже продуктивных пластов. С целью предупреждения возможности контакта растворенной в воде закиси железа с кислородом воздуха и образования и выпадения в осадок гидроокиси железа, закачку подземных вод проводят по закрытой системе.

В настоящее время практическое применение получили следующие варианты закачки подземных вод в нефтяные пласты.

Вода из водозаборных скважин 1 самотеком или с помощью специальных насосов 2 с большой подачей подается на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) и ее насосами по системе разводящих водоводов закачивают в нагнетательные скважины 3 (рис. 7.7). При такой схеме исключается необходимость строительства речных водозаборов, станций водоподъема и уменьшается протяженность магистральных водоводов. На месторождениях Западной Сибири по такой схеме к одной БКНС

вода подается из 2—3 водозаборных скважин. Объем воды достаточен для закачки в 6—10 нагнетательных скважин.

Также осуществляется схема принудительного межскважинного перетока воды, по которой вода из водозаборной скважины насосной установкой, минуя БКНС, подается непосредственно в нагнетательные скважины, число которых определяется соотношением их суммарной приемистости и производительности водозаборной скважины. Для проведения принудительного

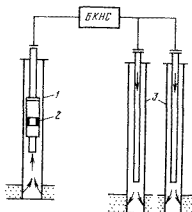


Рис. 7.7. Схема закачки подземных вод в пласт

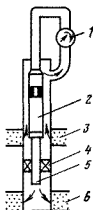


Рис. 7.8. Схема внутрискважинной принудительной закачки подземных вод в пласт

межскважинного перетока применяются погружные центробежные электронасосы.

При низкой продуктивности водоносного пласта вода подается в одну нагнетательную скважину. При этом водозаборную скважину оборудуют насосной установкой с меньшей подачей, но с достаточным напором для закачки в нагнетательную скважину. Контроль за режимом закачки воды в нагнетательные скважины проводят с помощью расходомеров, которые устанавливают у устья каждой скважины. При схеме принудительного межскважинного перетока не нужно строить БКНС, что значительно сокращает длину разводящих водоводов.

На многих месторождениях осуществляется внутрискважинный принудительный переток (рис. 7.8). Для этого водоносный и нефтеносный пласты разобщаются пакером 4, на насосно-компрессорных трубах недалеко от устья устанавливается перевернутый погружной центробежный электронасос 2. Вода из водоносного пласта 3 отбирается по межтрубному пространству и по насосно-компрессорным трубам 5 с помощью насоса зака-

чивается в продуктивный пласт 6 той же скважины. Контроль за объемом закачиваемой воды в продуктивный нефтяной пласт осуществляется по расходомеру 1. В этом случае объекты поддержания пластового давления представлены только нагнетательными скважинами и линиями электропередачи.

§ 5. ПОДДЕРЖАНИЕ ВЫСОКОЙ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

В процессе эксплуатации нагнетательных скважин происходит снижение их приемистости. Это обуславливается: 1) увеличением давления в пласте в зоне расположения нагнетательных скважин; 2) закупориванием поверхностей фильтрации механическими примесями; 3) бикарбонатным распадом.

Различные обработки призабойных зон пластов, например растворами ПАВ, кислоты и другими жидкостями, описаны в гл. 16. Поэтому рассмотрим только методы дренажа призабойной зоны открытием нагнетательных скважин на излив, проводимым в основном через дренажную гребенку КНС.

Длительный самоизлив нагнетательной скважины (в течение одних и более суток) проводят после заметного уменьшения ее приемистости. Этим достигается некоторое очищение призабойной зоны пласта от закупоривающего материала и приемистость отдельных скважин увеличивается, но незначительно и ненадолго. Причины низкого эффекта заключаются в следующем.

В начальный момент после открытия скважины на излив дебит ее будет очень высоким, так как забойное давление сразу резко снизится. Поэтому в начале открытия скважины на излив за счет высоких скоростей движения жидкости происходит интенсивная очистка призабойной зоны от закупоривающего материала. Затем в пласте начинается перераспределение давления, первоначально охватывающее малые, а затем все более и более увеличивающиеся области. Во много раз будет уменьшаться градиент давления, что приведет к уменьшению скорости движения жидкости к забою и, следовательно, к снижению ее очищающей способности. Кроме того, после открытия скважины на длительный излив снижается избыточное давление в призабойной зоне и происходит смыкание открытых трещин. Находящийся в них закупоривающий материал защемляется и при установившихся малых перепадах давления и низких скоростях движения жидкости не выносится к забою скважины.

Проведение длительных изливов экономически невыгодно, так как из пласта выбрасывается большое количество ранее закачанной воды. Например, отдельные скважины Туймазинского месторождения при открытии на излив в течение одних только суток выбрасывают до 3000 м³ воды. А при дальнейшей

закачке установившаяся приемистость часто не превышает 150—200 м³/сут.

С целью значительного уменьшения количества выбрасываемой воды из пласта, сокращения времени и улучшения очистки выходящей водой пор и трещин призабойной зоны пласта, разработан способ дренажа призабойной зоны нагнетательных скважин путем многократных кратковременных изливов с короткими остановками для восстановления забойного давления.

Для этого сразу после остановки закачки скважину быстро открывают на излив на 10—12 мин и снова закрывают на 6—7 мин для восстановления забойного давления и т. д. Практика показывает, что за это время забойное давление восстанавливается на 80—90 % от первоначального. При повторном открытии на излив за счет энергии упругого запаса жидкости и пород пласта вода из призабойной зоны выбрасывается с огромной скоростью. Поэтому в начале каждого цикла происходит интенсивная очистка поверхностей фильтрации призабойной зоны пласта от загрязняющего материала. При восстановлении забойного давления за счет упругой деформации жидкости и пород пласта происходит раскрытие имеющихся трещин в призабойной зоне. В момент открытия скважины на излив эти трещины не сразу закрываются, а в течение какого-то малого промежутка времени еще остаются в раскрытом состоянии. При этом за счет высокой скорости движения жидкости загрязняющий материал легко смывается с поверхностей фильтрации трещин и успевает перенестись на некоторое расстояние по направлению к забою скважины. После закрытия скважины забойное давление повышается и становится больше пластового и трещины снова открываются и освобождают загрязняющий материал. В момент повторного быстрого открытия скважины на излив свободный загрязняющий материал еще перемещается по направлению к забою скважины и т. д. Таким образом, при многократном повторении таких циклов за счет совмещения начальных высоких скоростей с моментом раскрытия трещин создаются наиболее благоприятные условия для очищения призабойной зоны пласта от закупоривающего материала.

После проведения шести-семи циклов скважину открывают на более длительный излив (30—60 мин) для выброса из ее ствола грязной воды. Одновременно промывается и водовод. Вся операция по обработке одной скважины осуществляется за 2—4 ч, и скважина снова пускается под закачку.

В процессе проведения дренажа призабойной зоны по описанному способу наблюдается вынос большого количества продуктов коррозии, в основном в виде гидроокиси железа. Однако не на всех скважинах применение данного метода является эффективным. Резкое увеличение приемистости достигается на скважинах, призабойные зоны которых представлены высокопроницаемыми породами, имеющими развитую сеть трещин,

которые раскрываются или смыкаются в зависимости от изменения забойного давления.

Недостатком этого метода также является и то, что величина перепада давления на забое со временем снижается за счет перераспределения околоскважинного давления по пласту. В связи с этим постепенно снижается степень раскрытия трещин в призабойной зоне пласта, следовательно, и скорость выходящей жидкости из пласта в скважину. Это приводит к уменьшению эффективности очистки поверхностей фильтрации пласта.

ТатНИПИнефть усовершенствован описанный метод дренажа призабойной зоны. С целью предупреждения полного смыкания трещин при кратковременных разливах поддерживается повышенное давление на забое по сравнению с гидростатическим. Это достигается неполным открытием выкидной задвижки на арматуре нагнетательной скважины или дренажной гребенки на КНС. Эффективность этого дренажа с противодавлением на забое покажем на примере одной нагнетательной скважины Ромашкинского месторождения.

После прекращения закачки на скважине провели многократные кратковременные разливы по кольцевому пространству без противодавления на устье скважины. Максимальное содержание взвешенных частиц в извлекаемой воде составляло 6300 мг/л. Спустя 60 мин в конце последнего цикла разлива количество взвешенных частиц в воде снизилось до 100 мг/л. За весь период дренажа этим методом из пласта было извлечено 30 кг механических примесей.

После этого резко ограничили расход воды, увеличив тем самым устьевое давление до 2,5 МПа. Средняя скорость разлива уменьшилась с 960 до 640 м³/сут. Содержание взвешенных частиц в извлекаемой воде увеличилось до 8700 мг/л. В результате из пласта было извлечено еще 24,5 кг механических примесей. Затем устьевое давление увеличили до 5 МПа. Интенсивность разлива в начале каждого цикла снизилась до 330 м³/сут, а количество взвешенных частиц в извлекаемой воде составило 3100 мг/л. Дополнительно было извлечено еще 4,2 кг загрязняющего материала. Таким образом, проведенные исследования показали, что в тех случаях, когда возможно осуществление разлива при поддержании на забое повышенного давления по сравнению с гидростатическим, эффективность его увеличивается.

§ 6. ЗАКАЧКА ГАЗА В ПОВЫШЕННЫЕ ЧАСТИ ПЛАСТА

Закачку газа в повышенные части пласта проводят для поддержания газонапорного режима или перевода режима растворенного газа также на газонапорный режим. В качестве рабочего агента применяют нефтяной или природный газ.

Наиболее благоприятными условиями для поддержания пла-

стового давления закачкой газа являются крутые углы падения продуктивных пластов, которые представлены литологически однородными с хорошей проницаемостью породами, насыщенными маловязкими нефтями. В противном случае возможны быстрые прорывы газа к нефтяным скважинам и оставление невытесненной капиллярно удерживаемой нефти в низкопроницаемых участках пласта.

В качестве нагнетательных скважин выбирают бывшие нефтяные скважины, пробуренные в высокопроницаемой части залежи, или бурят специальные скважины. Нагнетание газа или воздуха в пласт проводят при давлениях выше пластового на 10—20 %. Поэтому требуется строительство мощных компрессорных станций с компрессорами, рассчитанными на высокое давление с большой производительностью. Сооружение таких компрессорных станций сопряжено с большими капитальными вложениями. Поэтому обычно ограничиваются поддержанием пластового давления сравнительно не глубокозалегающих пластов после значительного падения пластового давления, т. е. закачку газа проводят на более поздней стадии разработки залежи.

Приведенный к пластовым условиям общий объем закачанного газа должен быть равным общему объему отобранной из пласта жидкости. Суточный расход нагнетаемого газа или воздуха определяется опытным путем исходя из газоприемистости нагнетательных скважин. Нормальной считается приемистость нагнетательных скважин 10—25 тыс. м³ газа в сутки.

В настоящее время редко проводят закачку газа, что связано с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

Глава 8

ДРУГИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Увеличения нефтеотдачи пластов можно достигнуть путем создания в них искусственных благоприятных физико-химических условий, обеспечивающих наиболее эффективный процесс вытеснения нефти из коллектора.

В настоящее время существует много различных методов повышения отборов извлекаемых запасов нефти, которые в основном направлены на улучшение моющих и нефтевытесняющих свойств воды, уменьшение вязкости нефти в пластовых условиях и предупреждение снижения проницаемости коллекторов в результате закупоривания порового пространства осадками химического взаимодействия жидкостей и пород пласта, а также выпадения высокомолекулярных компонентов нефти в связи с изменением термодинамического равновесия в пласте.

§ 1. ОБРАБОТКА ВОДЫ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Добавка поверхностно-активных веществ (ПАВ) в закачиваемую воду в небольших концентрациях (0,05—0,1 мас. %) значительно снижает поверхностное натяжение воды на границе с нефтью и твердой поверхностью, способствует дроблению глобул нефти, охваченных водой, уменьшает необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде и улучшает моющие свойства воды. ПАВ влияют на смачиваемость поверхности пор пластовыми жидкостями и на интенсивность капиллярной пропитки водой низкопроницаемых нефтенасыщенных пород и вытеснение из них нефти. Лабораторные исследования показывают, что при вытеснении нефти растворами ПАВ нефтеотдача может быть повышена на 15—16 %, чем при использовании обычных вод.

В настоящее время проводятся промышленные испытания закачки воды, обработанной ПАВ, в пласт на опытном участке Арланского месторождения, месторождениях Спас и Старый Самбор Западной Украины и на месторождении Кюрсага Азербайджана.

На Арланском месторождении получены обнадеживающие результаты при пробной закачке в пласт 0,05 %-ного раствора ПАВ ОП-10 и 0,05 %-ного раствора неионогенного ПАВ превоцел. На месторождении Спас закачка обработанной ПАВ воды проводится с 1976 г., в результате за 5 лет добыто до 6 % дополнительной нефти.

§ 2. ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОТЫ

В настоящее время метод повышения нефтеотдачи пластов с применением углекислоты находится на стадии изучения. Углекислый газ CO_2 в значительных количествах растворяется как в воде, так и в углеводородах. При этом вязкость воды возрастает, а вязкость углеводородов уменьшается. Растворимость углекислого газа в нефти увеличивается с уменьшением ее молекулярной массы. С легкими нефтями CO_2 смешивается полностью при давлениях 5—7 МПа.

Технология метода заключается в том, что углекислота закачивается в пласт или в виде оторочки из жидкого CO_2 и проталкивается в глубь пласта карбонизированной водой, или нефть из пласта вытесняется только карбонизированной водой, в результате чего происходит взаимное растворение углекислоты с нефтью и уменьшается ее вязкость, увеличивается объем и снижается поверхностное натяжение нефти на границе с водой. При соприкосновении углекислоты с нефтью происходит экстракция легких компонентов из нефти углекислым газом. Таким образом, при перемещении углекислотной оторочки впереди будет двигаться газообразный вал, вязкость которого оказывается значительно меньше вязкости нефти. Также счи-

тают, что углекислота, вступая в химическую реакцию с породами, увеличивает проницаемость пласта.

Метод повышения нефтеотдачи пластов закачкой 4—5 %-ного раствора углекислоты был испытан с положительным эффектом на Александровской площади Туймазинского месторождения. Специалисты США считают, что эффективность процесса значительно увеличивается при использовании в качестве вытесняющего агента жидкой CO_2 .

§ 3. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ОТОРОЧКОЙ ЗАГУЩЕННОЙ ВОДЫ

На основе лабораторных исследований установлено, что нефтеотдача коллекторов в значительной мере зависит от соотношения подвижностей воды и нефти:

$$M = \frac{k_v}{\mu_v} : \frac{k_n}{\mu_n}, \quad (8.1)$$

где k_v , k_n — фазовые проницаемости для воды и нефти; μ_v , μ_n — динамические вязкости воды и нефти.

При большом значении M происходит быстрый прорыв воды к добывающим скважинам. Уменьшение подвижности воды может быть достигнуто повышением ее вязкости с помощью загустителей.

В качестве загустителей применяют водорастворимые полимеры, например полиакриламид (ПАА), который имеет высокомолекулярное строение, хорошо растворяется в воде и дает при небольших концентрациях вязкие растворы. При добавлении к воде всего 0,05 % ПАА получается псевдопластический раствор, обладающий структурно-механическими свойствами. Растворы ПАА имеют пониженное поверхностное натяжение на границе с нефтью.

Для повышения нефтеотдачи в продуктивный пласт сначала закачивают оторочку вязкого раствора ПАА, который затем проталкивают обычной водой. При этом впереди загущенной воды образуется вал погребенной воды, затем вал нефти, вытесняемый вязким раствором. Первые порции загущенной воды смешиваются с погребенной, а в тыльной части оторочки загущенная вода смешивается с нагнетаемой.

Метод повышения нефтеотдачи вытеснением нефти оторочкой загущенной воды в настоящее время находится на стадии промышленных испытаний. Достигнуто повышение нефтеотдачи на 5—6 %.

§ 4. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов применяют на месторождениях с высоковязкими нефтями, содержащими в своем составе большое количество парафина высокой

температуры кристаллизации и асфальтосмолистых веществ. Нефти этих месторождений малоподвижны, и вследствие нарушения термодинамического равновесия в системе пласт — скважина в процессе эксплуатации скважин происходит отложение парафина и асфальтосмолистых веществ в призабойной зоне пласта, нередко с полной потерей проницаемости. Поэтому дебиты скважин месторождений с высоковязкими нефтями крайне низкие, а коэффициенты нефтеотдачи пластов находятся на уровне 0,1—0,3.

При тепловом воздействии на пласт происходит расплавление отложений парафина и асфальтосмолистых веществ в порах пласта, увеличение смачиваемости пород и снижение поверхностного натяжения жидкости на границах раздела фаз, тепловое расширение пород пласта и насыщающих их жидкостей и газов и появление впереди теплоносителей фронта горячих газов и пара.

В настоящее время нашли применение или проходят промысловые испытания следующие методы теплового воздействия на пласт.

1. Прогрев призабойной зоны электрическими и огневыми нагревателями.
2. Паротепловая обработка пласта.
3. Закачка горячей воды в продуктивные пласты.
4. Добыча нефти с помощью внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ).

Электронагреватели широко используют на многих месторождениях. Этот метод описан в гл. 16. Огневые нагреватели не получили широкого применения. Они были испытаны на месторождениях Борислава и Ишимбая.

Паротепловую обработку пласта проводят в виде циклической закачки пара в призабойную зону пласта (см. гл. 16) и площадной закачки пара в нефтяные пласты.

При площадной закачке пар подается в нагнетательную скважину, а нефть, вытесняемая из пласта оторочкой горячего пароконденсата и пара, добывается из соседних добывающих скважин. При закачке пара снижается вязкость нефти, растворяются отложения солей в горячих конденсате и воде, расплавляются отложения парафина и асфальтосмолистых веществ. Расчеты и опыты показывают, что наилучшие результаты при паротепловой обработке получаются при температуре пара 200—210 °С. Увеличение объемов закачиваемого пара выше расчетных приводит к преждевременному прорыву пара к нефтедобывающим скважинам. Перерывы в закачке пара обуславливают охлаждение нефти и увеличение ее вязкости и конденсацию пара в пласте. В результате возникают дополнительные фильтрационные сопротивления в пласте и снижается фазовая проницаемость.

При площадной закачке пара расстояние между нефтяными

и паронагнетательными скважинами составляет 25—120 м. При меньших расстояниях возникает вероятность прорыва пара к добывающим скважинам. Площадную закачку пара применяют на месторождениях с толщиной продуктивного пласта не более 15 м и глубиной его залегания не более 1000 м.

Метод закачки горячей воды в продуктивные пласты применяют на ранней стадии разработки месторождений. Основным из критериев применения этого метода является высокая вязкость нефти в пласте или высокая температура кристаллизации парафина.

Если на таких месторождениях проводить закачку холодной воды, она будет прорываться послойно по более высокопроницаемым пропласткам или участкам пласта. Кроме того, в выше- и нижележащих низкопроницаемых участках пласта температура снизится, вследствие чего в порах будет происходить отложение парафина и в пласте останется большое количество невытесненной нефти.

При этом методе в нагнетательные скважины закачивается горячая вода, температура которой выше температуры кристаллизации парафина, а нефть вытесняется к нефтедобывающим скважинам. Постоянная закачка горячей воды в пласт связана с большими затратами на нагрев воды, поэтому в настоящее время находится на стадии разработки новый циклический метод закачки горячей воды. Сущность его заключается в том, что в продуктивный пласт поочередно закачивают заданные объемы то горячей, то холодной воды. При закачке горячей воды происходит нагрев кровли и подошвы пласта, а при закачке холодной воды — вытеснение в глубь пласта горячей воды. При этом холодная вода нагревается за счет тепла, поступающего из высокотемпературных кровли и подошвы пласта.

Этот метод апробирован в лабораторных условиях и обещает дать хорошие результаты в промысловых условиях.

Сущность процесса внутрипластового горения при разработке нефтяных залежей заключается в образовании и перемещении по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло образуется в результате экзотермической реакции между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом.

В настоящее время наиболее изученным и надежно апробированным способом внутрипластового горения является прямой процесс, при котором направления движения зоны горения и окислителя совпадают (рис. 8.1). Для поддержания горения в пласте в него вводят кислород в составе воздуха. Между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения 3 образуется выжженная зона 1. При нормальном течении процесса у кровли и подошвы выжженной зоны пласта остаются небольшой толщины участки остаточной нефтенасыщенности 2, так как горение в этих частях пласта невозможно в связи

с уменьшением температуры ниже температуры воспламенения топлива. Из прикровельной и приподошвенной частей нефть вытесняется только горячими газообразными продуктами горения. Непосредственно перед фронтом горения 3 в условиях высокой температуры из нефти образуется топливо в виде коксоподобного остатка. В зоне коксообразования и впереди нее находится зона испарения легких фракций нефти и воды 4 при более низкой температуре. Далее формируется сравнительно широкая зона конденсации 5, в которой вода и часть нефти, не вытесненная горячей водой, находятся в состоянии кипения

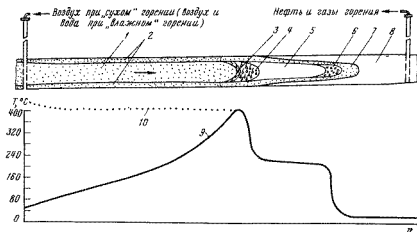


Рис. 8.1. Схема распределения зон и температуры при прямоточном процессе внутрипластового горения

при парциальном давлении этих жидкостей в системе. Вода находится в парообразном и жидком состоянии в зонах испарения, конденсации и частично в зоне горячей воды 6, температура в которой ниже температуры кипения жидкостей. Впереди зоны горячей нефти 7 до добывающей скважины находится зона начальной пластовой температуры 8. Как видно из рисунка (кривая 9), в выжженной зоне по мере горения температура повышается до 400 °C и более (кривая 10) и поддерживается в течение всего процесса. После зоны горения в зоне испарения легких фракций нефти и воды происходит быстрое снижение температуры примерно до 200 °C, и такая температура распространяется на большое расстояние. Обладая более высоким давлением, пары воды и углеводородов проталкивают в сторону нефтяных скважин оторочку горячей воды, горячей нефти и вытесняют нефть. Таким образом, высокая нефтеотдача пласта при внутрипластовом горении обусловлена совместным действием на пласт горячей воды, пара и растворителей.

Условиями, благоприятствующими проведению внутрипластового горения, являются: 1) залегание залежи на глубине 50—1000 м толщиной коллектора 3—15 м; 2) остаточная нефтенасыщенность должна составлять не менее 50—60 %, первоначальная обводненность — не более 40 % и пористость пласта — 12—43 % и более.

Существуют два способа разжигания пласта: самопроизвольное и искусственное. Первый способ используют на месторождениях с быстро окисляющейся нефтью. Искусственное разжигание осуществляют различными электрическими или газовыми нагревателями, установленными на забое скважины путем раздельной подачи воздуха и углеводородного газа по двум каналам. После создания устойчивой зоны горения подачи углеводородного газа постепенно уменьшают и затем прекращают, а продолжают закачку воздуха в пласт для поддержания дальнейшего горения.

Внутрипластовое горение в крупных промышленных масштабах было осуществлено в 1966—1978 гг. на месторождении высоковязкой нефти Павлова Гора; в результате дополнительно было добыто 47,76 тыс. т нефти и достигнуто увеличение текущей нефтеотдачи по залежи с 13,3 до 31 %.

§ 5. ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Под вторичными методами добычи нефти следует понимать комплекс мероприятий, направленных на извлечение остаточных запасов из месторождений, значительно истощенных за период предыдущей эксплуатации. В большинстве случаев остаточные запасы нефти из истощенных залежей извлекают путем применения методов площадной закачки воды или газа в пласт.

Площадная закачка воды. Воду в пласт нагнетают, как правило, по всей площади нефтяной залежи. В качестве нагнетательных скважин используют нефтяные скважины, которые располагаются непосредственно в нефтяной залежи между добывающими. Расстояние между нагнетательными и нефтяными скважинами может меняться в широких пределах и зависит от проницаемости пластов, объемов нагнетаемой воды и давления нагнетания. Практически эти расстояния колеблются в пределах 50—200 м. Вода при движении по пласту от забоев нагнетательных скважин вымывает оставшуюся в порах пленочную нефть и проталкивает ее по направлению к забоям добывающих скважин. Этот метод дает хорошие результаты в том случае, если эффективная толщина пласта небольшая (10—15 м). Эффект от площадного заводнения будет тем выше, чем ниже водонасыщенность порового пространства. Этот метод считается рентабельным, если на 1 т добытой нефти затрачивается не более 20 м³ воды.

Регулирование процесса площадного заводнения заключается в обеспечении равномерного продвижения остаточной

нефти в пласте к забоям добывающих скважин. При прорыве воды в каком-нибудь направлении ограничивают количество закачиваемой воды, уменьшают отбор жидкости из добывающих скважин либо полностью отключают отдельные обводнившиеся участки пласта.

Площадная закачка газа или воздуха. Площадную закачку газа (воздуха) применяют на истощенных пластах с пониженной проницаемостью и низкой газонасыщенностью. Обводненность пластов не должна превышать 60 % во избежание неоправданно больших удельных расходов газа на 1 т дополнительно добытой нефти. Высокая газонасыщенность пласта неблагоприятна для закачки газа (воздуха), так как вызывает проскальзывание рабочего агента и повышение его удельного расхода. При высокой вязкости пластовой нефти площадная закачка газа становится малоэффективной, так как происходит прорыв газа к добывающим скважинам по более высокопроницаемым участкам пласта.

При площадной закачке газа или воздуха в пласт в качестве нагнетательных скважин применяют бывшие нефтяные скважины, равномерно размещенные по площади. В зависимости от проницаемости пласта на одну нагнетательную скважину приходится от 4 до 10 добывающих скважин. Для предупреждения прорыва газа расстояния между скважинами не должны быть очень малыми. При большой толщине залежи, во избежание преимущественного движения газа вдоль кровли, рекомендуется расчленять объект на отдельные зоны небольшой толщины (от 5 до 15 м) для раздельного нагнетания в них газа.

Закачку газа в пласт лучше всего проводить с использованием нефтяного газа. Газ при движении от нагнетательной к добывающей скважине будет смешиваться с пластовым и обогащаться бензиновыми фракциями. Этот газ необходимо полностью собирать и отбензинивать.

В качестве рабочего агента применяют и воздух, который имеет в 3—4 раза меньшую растворимость в нефти по сравнению с газом и обладает повышенной нефтевытесняющей способностью. Однако проводить закачку воздуха в пласт нежелательно вследствие окисления нефти в пласте и увеличения ее вязкости. Попутно добываемая газовоздушная смесь может быть взрывоопасной, имеет низкую калорийность и не может быть использована в качестве топлива. Поэтому газовоздушную смесь, содержащую значительное количество бензиновых фракций, сжигают на факелах.

Нагнетание рабочего агента начинают при давлениях, превышающих пластовое на 10—15 %. В дальнейшем объем закачиваемого газа постепенно увеличивают в зависимости от характера процесса. Этот метод считается рентабельным, если на 1 т дополнительно добытой нефти закачивается 3000—4000 м³ газа.

ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

§ 1. ЗАДАЧИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА И ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Разработка нефтяных и газовых месторождений связана с бурением большого числа нефтегазодобывающих и водогазонагнетательных скважин. Поэтому одним из самых ответственных моментов строительства скважин является ее заканчивание, включающее в себя вскрытие пласта бурением, крепление скважины обсадными трубами, ее перфорацию и соединение с продуктивным пластом, освоение и пуск скважины в эксплуатацию. Задачи вскрытия продуктивного пласта сводятся к следующему.

1. При вскрытии продуктивных пластов с высокими пластовыми давлениями необходимо предупредить возможность открытого фонтанирования. Это обычно достигается подбором промывочной жидкости (глинистого раствора) соответствующей плотности, обеспечивающей превышение забойного давления над пластовым в среднем до 10 %.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены естественные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Давление столба промывочной жидкости, применяемой при вскрытии продуктивного пласта, бывает всегда выше пластового давления. Поэтому за счет перепада между пластовым и забойным давлениями возможно проникновение фильтрата или самого бурового раствора в призабойную зону пласта.

При проникновении фильтрата бурового раствора в поровое пространство может происходить снижение проницаемости пласта из-за образования гидратных пристенных слоев жидкости на поверхностях пор или разбухания глинистого материала, содержащегося в породе. При взаимодействии фильтрата бурового раствора с пластовыми водами или нефтью возможно выпадение нерастворимых осадков в порах пласта, а также образование стойких водонефтяных эмульсий. Поэтому буровые растворы, применяемые при вскрытии пласта, должны иметь низкую водоотдачу, не вызывать набухания глинистого материала пород пласта и не давать осадков в результате взаимодействия их с пластовыми жидкостями, что достигается тщательным подбором рецептуры растворов с добавкой специальных химреактивов. При вскрытии высокопроницаемых пластов с низкими пластовыми давлениями происходит поглощение и самого глинистого раствора. Поэтому такие пласты вскрывают с применением растворов на углеводородной основе или облегченных растворов путем их аэризации. Также про-

водят вскрытие пласта с газовой циркуляцией, используя компрессоры высокого давления и большой производительности.

Проникновение глинистого раствора в призабойную зону может происходить по трещинам, которые образуются в продуктивном пласте в результате возникновения на забое повышенных гидродинамических давлений при быстром спуске бурового инструмента. Поэтому при вскрытии продуктивного пласта бурением нельзя превышать скоростей спуска бурового инструмента выше критических, при которых происходит раскрытие существующих трещин или разрыв пласта вновь.

3. Должна быть обеспечена надлежащая полнота вскрытия пласта, гарантирующая длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока жидкости к забою. Это условие определяется литологическими и физическими свойствами продуктивных пластов и местоположением скважин на залежи. Например, на антиклинальной складке нефтедобывающая скважина не должна вскрывать пласт до подошвы, так как в противном случае при этом забой ее будет находиться в обводненной части залежи. При бурении водонагнетательной скважины, расположенной в законтурной части залежи, пласт следует вскрывать полностью, чтобы добиться высокой поглощательной способности. Если в подошве пласта нет воды, а скважина находится на значительном расстоянии от водонефтяного (ВНК) или газонефтяного контактов (ГНК), целесообразно вскрывать пласт в нефтяной части залежи на всю его толщину. Если нефтедобывающая скважина вскрыла газовую шапку, перфорацию скважины необходимо проводить с отступлением от ГНК и забой ее оборудовать таким образом, чтобы нефть, притекающая в скважину, не увлекала газ из газовой шапки.

§ 2. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН И ОБОРУДОВАНИЕ ИХ ЗАБОЯ

Скважины по своему назначению подразделяются на нефтедобывающие, газодобывающие, газо- или водонагнетательные и наблюдательные.

Конструкция скважины должна отвечать следующим требованиям:

1. Устойчивость стенок ствола и надежное разобщение нефтеносных, газоносных и водоносных пластов друг от друга.

2. Надежное сообщение ствола скважины с продуктивным пластом.

3. Герметизация устья и направление извлекаемой жидкости в систему сбора и подготовки или нагнетания жидкости и газа в пласт.

4. Возможность спуска в скважину подъемных средств для извлечения из пласта нефти или газа.

5. Возможность проведения различных скважинных исследова-

дований и ремонтно-профилактических работ со спуском приборов и специального оборудования с целью обеспечения высоких добывающих характеристик скважин.

Для обеспечения устойчивости стенок скважин и разобщения пластов друг от друга в скважину спускают стальные трубы, называемые обсадными. Межтрубное пространство — образование между внешними стенками обсадных труб и стенкой скважины — заполняют цементным раствором под давлением. После затвердения раствора образуется цементный камень, который надежно разобщает пласты. В зависимости от свойств пород в разрезе и величины пластового давления в нефтегазоносных и водоносных пластах конструкция скважины может быть одно-, двухколонной и т. д. Последняя колонна называется эксплуатационной. В настоящее время в качестве эксплуатационных колонн для нефтяных месторождений применяют обсадные трубы диаметром 114, 127, 140, 146 и 168 мм с толщиной стенок 6—12 мм. Для высоконапорных газовых месторождений нередко применяют эксплуатационные колонны и большего диаметра — 219 мм и более.

Скважина в зависимости от литологической характеристики продуктивных пластов может быть оборудована с открытым или закрытым забоями (рис. 9.1).

Открытый забой применяется в том случае, когда продуктивный пласт представлен крепкими однородными породами (известняки, песчаники). Для этого скважину бурят до кровли продуктивного пласта, спускают эксплуатационную колонну с последующим ее цементированием, а затем продуктивный пласт вскрывают долотом диаметром несколько меньшим внутреннего диаметра обсадной колонны.

Если продуктивный пласт представлен неоднородными породами с прослоями глин, песками, или неустойчивыми и слабощементированными песчаниками, забой скважины выполняется закрытым. Для этого скважину бурят до проектной глубины, обсаживают эксплуатационной колонной с последующим цементированием и избирательно перфорируют только против нефте- или газонасыщенных участков пласта.

Если породы продуктивного пласта представлены слабощементированными песчаниками и алевролитами, продуктивный пласт вскрывают при открытом забое с последующим спуском специального фильтра-хвостовика с воронкообразным растробом в верхней части. Фильтр имеет щелевые трапециевидные отверстия (0,75—3 мм), обращенные узкой стороной к наружной стороне хвостовика.

Также применяют конструкции скважин с заранее перфорированным фильтром с манжетной заливкой. Для этого скважину бурят до проектной глубины, спускают эксплуатационную колонну с манжетой и заранее перфорированными трубами. Затем через специальные отверстия в колонне выше манжеты

затрубное пространство заливают цементным раствором. С целью предупреждения попадания цементного раствора перфорированную часть труб перед цементированием заполняют песком или отделяют чугунным обратным клапаном, который после формирования за колонной цементного камня разбуривают, а песок вымывают.

В целом забой скважины должен обеспечивать высокий коэффициент гидродинамического совершенства скважины, что достигается применением конструкции скважины с открытым забоем или надлежащей избирательной перфорацией (16—20

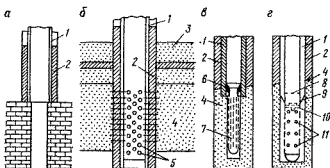


Рис. 9.1. Конструкции забоев скважин:

а — с открытым забоем; *б* — обсажены обсадными трубами; *в* — с щелевым фильтром; *г* — с заранее перфорированным фильтром с манжетной заливкой; 1 — обсадные трубы, 2 — цементный камень, 3 — газоносный пласт, 4 — продуктивный пласт, 5 — перфорационные отверстия, 6 — уплотнение, 7 — щелевой фильтр-хвостовик, 8 — заливочное отверстие, 9 — манжета, 10 — место установки обратного клапана, 11 — отверстия в фильтре

отверстий на 1 м толщины пласта) скважин только против продуктивных пластов и пропластков. Кроме того, принятая конструкция забоя скважины должна обеспечивать возможность направленного поинтервального воздействия на призабойные зоны пласта с применением различных способов с целью повышения или восстановления их проницаемости. Эта цель более легко достигается на скважинах с закрытыми забоями (см. рис. 9.1). Однако конструкция скважины со сплошной цементной заливкой имеет тот недостаток, что при цементировании фильтрат цементного раствора или сам цементный раствор может попасть в продуктивный пласт и ухудшить проницаемость пород пласта. Поэтому применяют цементные растворы с низкой или нулевой водоотдачей с высокой подвижностью в период всего процесса их закачки в скважину.

При разработке месторождений с неоднородными коллекторами для соединения изолированных участков пласта и увеличения области дренирования применяют многозабойные скважины (рис. 9.2) с основным вертикальным стволом и дополни-

тельными наклонными стволами, расстояния от отметок забоев которых достигают десятки метров.

После спуска эксплуатационной колонны и ее цементировки скважина оборудуется специальным устьевым оборудованием (фонтанная арматура, устьевой сальник и др.). Для этого на верхнем обресе эксплуатационной колонны имеется колонная головка различной конструкции.

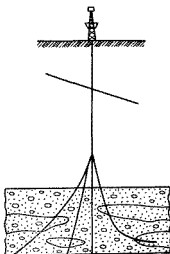


Рис. 9.2. Схема конструкции многозабойной скважины

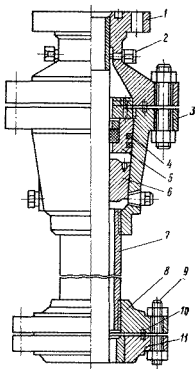


Рис. 9.3. Клиновидная колонная головка ГКК

В одноколонных скважинах с низкими пластовыми давлениями можно применять упрощенную колонную головку, которая соединяется с эксплуатационной колонной с помощью муфты. Эксплуатационная колонна подвешивается на хомуте, который ставится на верхнем срезе кондуктора. Межтрубное пространство между эксплуатационной колонной и кондуктором цементируется.

На глубоких скважинах с высоким пластовым давлением применяют колонные головки с клиновой подвеской труб (ГКК) (рис. 9.3). Колонная головка состоит из корпуса 3, клиньев 6 для подвески эксплуатационной колонны, пакера 5 с резиновыми уплотнительными кольцами 4 для герметизации межтрубного пространства, фланца 8 для установки головки на устье

и патрубка 7, предназначенного для вывода фланца катушки 1 на необходимую высоту. Пробки 2 закрывают отверстия в колонной головке и могут быть использованы для присоединения манометров. Для обеспечения герметичности в фланцевых соединениях применяются уплотнительные полуовальные металлические кольца 10 из специальной малоуглеродистой стали, которые вставляют в канавки фланцев 8, 11, фланцы стягиваются болтами 9.

§ 3. ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН

Для пробивки отверстий в обсадной колонне и соединения их с пластом применяются различные методы перфорации скважин: пулевая, торпедная, кумулятивная и гидропескоструйная.

Пулевой перфоратор (ПП) длиной 1 м и диаметром 100 мм, заряженный спрессованным порохом и десятью стальными пулями, на каротажном кабеле спускают в заполненную глинистым раствором скважину, устанавливая против заданного интервала продуктивного пласта и проводят выстрелы. Глубина отверстий в породе не превышает 5—7 см. На основе стендовых испытаний и промыслового опыта установлено, что многие пули пулевого перфоратора застревают в колонне, в цементном камне и лишь только небольшое число их пробивает породы пласта.

Торпедный перфоратор (ТПК) отличается от пулевого тем, что в его стволы вместо пуль вставляют снаряды диаметрами 27 или 37 мм. Эти снаряды пробивают обсадную трубу, проникают в продуктивный пласт, взрываются и создают в нем разветвленную сеть трещин, по которым в перфорационные отверстия притекает нефть или газ. Недостатком торпедной перфорации является то, что в стволе скважины образуются засоренцы и нарушается герметичность цементного камня в результате его растрескивания. Кроме того, как и при пулевой перфорации, многие торпедные снаряды не пробивают обсадные трубы. Поэтому в настоящее время пулевая и торпедная перфорации редко применяются на промыслах.

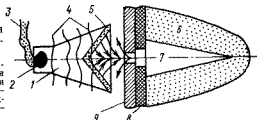
В настоящее время перфорацию скважин в основном проводят с применением **кумулятивных перфораторов (ПК)**, снабженных зарядами с конусной выемкой, которые позволяют фокусировать взрывные потоки газов и направлять их с большой скоростью перпендикулярно к стенкам скважины (рис. 9.4). В кумулятивный перфоратор вставляют шашку из спрессованного порошкообразного взрывчатого вещества, которая имеет конусную выемку, облицованную металлической пластинкой. При взрыве заряда с помощью детонатора струя газа вместе с расплавленным металлом из облицовки прорывается со стороны вершины конуса нормально поверхности выемки и, кон-

центрируясь, движется вдоль оси заряда с чрезвычайно большой скоростью, достигающей 10 км/с. За счет большого давления, порядка 3—5 тыс. МПа, и абразивного действия расплавленного металла в преграде образуются отверстия.

Установлено, чтокумулятивный заряд массой 24 г пробивает обсадную трубу толщиной 12 мм, цементный камень за колонной и песчаники продуктивного пласта на глубину 200—250 мм. Увеличение заряда в 2 раза повышает эффективность перфоратора в 1,3—1,5 раза. Диаметры отверстий прикумулятивной перфорации составляют 16—18 мм при глубине скважины до 2000 м. При увеличении глубины до 4000 м диаметр и длина отверстий уменьшаются более чем в 2 раза, что объяс-

Рис. 9.4. Схема образования отверстиякумулятивным зарядом:

1 — заряд, 2 — детонатор, 3 — кабель, 4 — зона распространения горения заряда, 5 — металлическая обложка, 6 — коллектор, 7 — перфорационное отверстие в коллекторе, 8 — цементный камень, 9 — обсадная труба



няется стесненными условиями движения затопленной в жидкости струи газов. Пробивная способностькумулятивного перфоратора также зависит от расстояния между перфоратором и стенкой скважины.

Кумулятивные перфораторы бывают корпусные и бескорпусные. Корпусные перфораторы выпускаются двух диаметров — 100 и 80 мм, в их стволы вставляюткумулятивные заряды. Выстрелы производят путем замыкания электрической цепи в установке, за один спуск делают 10—12 выстрелов.

Для бескорпусных перфораторовкумулятивные заряды делают в стеклянных или пластмассовых оболочках и устанавливают в круглые сквозные отверстия алюминиевой ленты. Бескорпусные перфораторы спускают в скважину на каротажном кабеле до заданной глубины. При выстреле стеклянные или пластмассовые оболочки полностью разрушаются. Бескорпусные перфораторы позволяют значительно увеличить массукумулятивных зарядов, следовательно, и их пробивную способность.

В настоящее время созданы малогабаритные перфораторы, позволяющие перфорируют скважины через насосно-компрессорные трубы. Имеютсякумулятивные перфораторы, спускаемые в неперфорированные скважины с заранее сниженными уровнями в насосно-компрессорных трубах. После прострела отверстий жидкость из пласта поступает в скважину, которая вступает сразу в эксплуатацию без проведения дополнительных

спуско-подъемных операций. Эти перфораторы называются трубными.

Преимущества кумулятивной перфорации — это ее высокая пробивная способность, отсутствие заусенцев на каемках перфорационных отверстий и ненарушение герметичности цементного камня за колонной как между перфорационными отверстиями, так и между нефтегазонасыщенными и водоносными пластами.

Существует также **гидропескоструйный перфоратор (ГПП)**. Этот перфоратор (рис. 9.5) состоит из толстостенного корпуса, в который ввинчивается до десяти насадок из абразивно стойкого материала (керамики, твердых сплавов) диаметрами отверстий 3—6 мм. Гидропескоструйный перфоратор спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах. Для проведения перфорации скважины с поверхности бросают шар, который закрывает сквозное отверстие перфоратора. Затем с помощью насосных агрегатов АН-500 или АН-700 в скважину через насосно-компрессорные трубы закачивают жидкость с песком или глинистый раствор, при выходе которых из насадок развиваются огромной скорости абразивные струи. В результате за короткое время пробиваются отверстия в обсадных трубах, цементном камне и породах, ствол скважины соединяется с продуктивным пластом. В зависимости от диаметра насадок, их числа и скорости закачки глубина перфорационных отверстий достигает до 40—60 см. При этом не нарушается герметичность цементного камня за колонной и не изменяются свойства пород

Рис. 9.5. Гидропескоструйный перфоратор:

1 — хвостовик-перо, 2 — корпус, 3 — шариковый клапан, 4 — держатель насадок, 5 — насадка, 6 — заглушка

пласта у поверхности перфорационных отверстий.

Для перфорации скважин ГПП применяют кварцевый песок диаметром 0,3—0,8 мм. В качестве жидкости-песконосителя на нефтяных и газовых скважинах используют углеводородную жидкость, на нагнетательных скважинах — воду. Концентрация песка в жидкости составляет 50—100 г/л в зависимости от вязкости жидкости-песконосителя и скорости прокачки.

При перфорации на устье скважины создается давление до 40 МПа. Темп прокачки смеси жидкости с песком составляет 3—4 л/с на одну насадку. При этом объемная скорость струи

в насадке достигает 200—300 м³/сут, а перепад давления — 18—22 МПа. Продолжительность перфорации одного интервала — 15—20 мин. После перфорации заданного интервала перфоратор поднимают и устанавливают на следующий заданный интервал и операция повторяется.

Разработаны конструкции гидropескоструйных перфораторов с установкой насадок под углом 2—3°, что позволяет перфорировать большей толщины пласт, а также предохраняет перфоратор от абразивного действия отраженной струи.

С применением гидropескоструйного перфоратора получают точечные кольцевые и продольные перфорационные отверстия в скважине. Продольные отверстия получаются за счет попеременного растягивания и сокращения труб при пульсации жидкости, закачиваемой поршневыми насосами. Для получения точечных отверстий над перфоратором устанавливают гидравлический якорь.

Гидropескоструйный перфоратор также применяют для выполнения ряда других работ в скважинах: срезание обсадных насосно-компрессорных и бурильных труб и извлечение их из скважины по частям; разрушение металла, случайно упавшего в скважину или оставленного в скважине в результате аварий, а также разрушение цементного стакана и твердых песчано-глинистых пробок в скважине; создание глубоких кольцевых и продольных щелей для проведения направленных гидравлического разрыва пласта и кислотной обработки и установления непроницаемых экранов в пласте; расширение призабойной зоны в необсаженной части ствола скважины и др.

Наиболее высокой пробивной способностью обладают гидropескоструйные перфораторы, затем — кумулятивные. Однако на промыслах в основном применяют кумулятивную перфорацию, что объясняется технологичностью процесса и сравнительно низкой стоимостью его осуществления по сравнению с ГПП. Высокая стоимость гидropескоструйной перфорации обусловлена необходимостью проведения дополнительных спуско-подъемных операций с предварительным глушением скважин глинистым раствором или минерализованной водой, установкой противовыбросового оборудования и т. д.

§ 4. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ И ПУСК ЕЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Под освоением скважины понимают проведение различных мероприятий по вызову притока жидкости или газа из пласта к забою скважины с суточным дебитом, близким к ее потенциальному дебиту.

Приток жидкости из пласта к забою скважины происходит, когда пластовое давление больше забойного

$$p_{пл} > p_{зab} + p_{доп}. \quad (9.1)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление; $p_{зab}$ — забойное давление; $p_{доп}$ —

дополнительное давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений, которые возникают в перфорационных отверстиях и в фильтрационных каналах в результате закупоривания порового пространства призабойной зоны пласта.

Если скважина заполнена жидкостью плотностью ρ , а высота столба жидкости H , неравенство (9.1) можно записать в виде

$$p_{пл} > H\rho g + p_{доп}. \quad (9.2)$$

Следовательно, для удовлетворения этого неравенства нужно уменьшать H , ρ или $p_{доп}$. На практике для освоения скважин обычно уменьшают $p_{заб}$ путем снижения уровня жидкости или ее плотности одним из описанных ниже способов.

1. Замена в скважине жидкости высокой плотности на более легкую жидкость. Этот метод обычно применяют на фонтанных скважинах. После вскрытия продуктивного пласта бурением или перфорацией в скважине остается глинистый раствор, который оказывает противодействие на продуктивный пласт. Для освоения и пуска скважины в эксплуатацию в нее спускают насосно-компрессорные трубы, на устье устанавливают фонтанную арматуру и проводят вытеснение глинистого раствора в специальную емкость путем закачки воды через межтрубное пространство. Если заменой глинистого раствора на воду не удастся снизить забойное давление ниже пластового, то воду в стволе скважины заменяют на нефть.

Если нефтяная залежь имеет высокое пластовое давление, скважина может начать фонтанирование даже при неполной замене глинистого раствора на воду.

Таким образом, этот метод позволяет плавно понижать забойное давление в скважине и постепенно разрабатывать поровое пространство призабойной зоны пласта, что очень важно для освоения скважин, вскрывших пласты с неустойчивыми породами.

2. Вызов притока с использованием энергии сжатого газа или воздуха. Сущность метода аэризации (рис. 9.6) заключается в том, что к межтрубному пространству скважины подключают передвижной компрессор или высоконапорную газовую линию от компрессорной станции. Из межтрубного пространства жидкость вытесняется газом или воздухом в насосно-компрессорные трубы. После достижения уровня жидкости в межтрубном пространстве башмака труб происходят прорыв газа в центральные трубы и газирование находящейся в ней жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси понижается, уровень в подъемных трубах повышается до устья и происходит выброс. Для очистки порового пространства призабойной зоны от закупоривающего материала рекомендуется в течение некоторого времени продолжать работу компрессора.

При компрессорном способе возбуждения скважины в момент начала перелива газированной жидкости резко пони-

жается забойное давление, что приводит к резкому увеличению притока жидкости из пласта в скважину. В условиях крепких пород (песчаников, известняков) это приводит к интенсивной очистке порового пространства от закупоривающего материала, а в условиях рыхлых пород — к разрушению призабойной зоны пласта.

Для достижения плавного пуска скважины проводят закачку через межтрубное пространство азрированной нефти с применением компрессора, продавочного агрегата и смесителя. После выброса газожидкостной смеси через выкидную линию в приемную емкость подачу жидкости постепенно снижают до полного ее прекращения. После начала фонтанирования прекращают и подачу газа.

Освоение скважин сжатым воздухом или газом в основном проводят с применением передвижных компрессоров УКП-80, ДК-10 производительностью 8 и 3,5—7 м³/мин при рабочих давлениях 8 и 20 МПа соответственно.

Необходимо отметить, что при освоении скважины сжатым воздухом возможны взрывы, так как при содержании углеводородного газа в смеси от 6 до 15 % получается гремучая смесь.

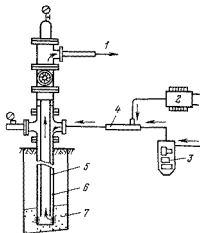


Рис. 9.6. Схема оборудования скважины для освоения методом азризации:

1 — выкидная линия азрированной жидкости, 2 — компрессор, 3 — насосный агрегат, 4 — смеситель (азризатор), 5 — НКТ, 6 — межтрубное пространство, 7 — продуктивный пласт

§ 5 ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Водонагнетательные скважины должны обладать высокой равномерной приемистостью по всей толщине продуктивного пласта, что достигается очисткой поровых каналов призабойной зоны от грязи и других взвешенных веществ.

Очистку призабойной зоны пласта перед пуском водонагнетательной скважины под закачку проводят теми же способами, что и при освоении нефтедобывающих скважин, но при более длительном времени дренирования призабойных зон пластов. Перед опробованием на поглощение воды скважину тщательно промывают водой, предназначенной для нагнетания, сначала по схеме обратной промывки, затем по схеме прямой промывки. Интенсивность промывки составляет 1200—1500 м³/сут. Длительность промывки достигает одних суток и зависит от коли-

чества механических примесей, содержащихся в выходящей из скважин воде. В зависимости от геолого-физических особенностей пласта норма содержания механических примесей в конце промывки не должна превышать 10—20 мг/л.

Дренаживание пласта проводят методами самоизлива, аэризации жидкости, откачки с применением центробежных электронасосов с большой подачей и др. Практикой установлено, что максимальная очистка порового пространства призабойной зоны происходит при применении таких способов дренажирования, которые позволяют создавать резкие высокие депрессии на пласт, обеспечивающие высокие скорости фильтрации жидкости к забоям скважины в условиях неустановившихся режимов.

Широкое применение для освоения нагнетательных скважин получил метод переменных давлений (МПД). Для этого в призабойную зону пласта через насосно-компрессорные трубы с применением передвижных насосных агрегатов в течение короткого времени периодически закачивают жидкость до достижения допустимо высокого давления нагнетания, которое затем быстро сбрасывают через межтрубное пространство (проводят «разрядку»). При закачке жидкости в призабойной зоне пласта раскрываются имеющиеся или образуются новые трещины, а при сбрасывании давления происходит приток жидкости к забою с большой скоростью.

МПД дает хороший эффект в условиях высокопрочных пород и относительно высоких пластовых давлений. При применении его в рыхлых неустойчивых породах возможны их разрушение и образование пробок на забое. Установлено, что при проведении МПД путем быстрого открытия задвижки не удастся создавать резкие высокие депрессии на пласт, так как для ее открытия требуется некоторое время. В связи с этим после задвижки межтрубного пространства на выкиде устанавливают калиброванные чугунные диафрагмы, рассчитанные на определенное давление. После повышения давления на устье, следовательно, и в призабойной зоне пласта до определенного заданного значения калиброванные чугунные диафрагмы ломаются и создаются мгновенные высокие депрессии на забой, при которых происходит приток жидкости с большой скоростью.

Недостатком МПД является возможность нарушения целостности обсадной колонны при создании высоких давлений, превышающих допустимые. Исследованиями установлено, что после быстрого открытия задвижки на устье не достигается резкого снижения забойного давления, что объясняется затуханием амплитуды упругих волн по пути их распространения до забоя.

Автором предложен новый способ периодического дренажирования призабойных зон созданием многократных мгновенных высоких депрессий на забое (рис. 9.7). Скважина оборудуется

колонной насосно-компрессорных труб 1, пакером 10 и специальной системой подпружиненных циркуляционных клапанов. К устью скважины 2 через смеситель 13 подсоединяют насосный агрегат 14 и передвижной компрессор 15. Система цирку-

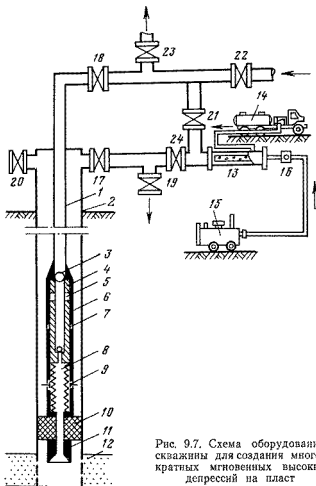


Рис. 9.7. Схема оборудования скважины для создания многократных мгновенных высоких депрессий на пласт

ляционных клапанов состоит из пружины 8 и плунжера 4, имеющего окна 5, и двух шаровых клапанов 3, цилиндра 6 с окном 7 и обратным клапаном 9. Пакер 10 (с опорой на забой или шплинсовый) распакуется под давлением насосно-компрессорных труб. Устье скважины герметизируют обычным фонтанным или газлифтным оборудованием или специальным устьевым оборудованием для водонагнетательных скважин.

Многократные резкие высокие депрессии на пласт создаются 2 раза за один цикл обработки скважины следующим образом.

В работающей скважине через предохранительный обратный клапан 16 с помощью компрессора 15 или компрессора и насосного агрегата 14 через смеситель 13 закачивают сжатый газ или газожидкостную смесь и понижают уровень в межтрубном пространстве скважины 11. При этом задвижки 21 и 19 закрыты. Затем в скважину через насосно-компрессорные трубы бросают большой шар 3, который садится на верхнее седло клапана плунжера 4. В колонну насосно-компрессорных труб при открытых задвижках 17, 18, 19, 21 и закрытых 20, 22, 23 и 24 нагнетают газ или воздух. Под действием сжатого газа или воздуха плунжер, преодолевая усилие пружины 8, перемещается в нижнее положение, окна 5 и 7 совмещаются и межтрубное пространство скважины соединяется с призабойной зоной пласта 12. За счет высокого перепада пластового давления и давления гидростатического напора жидкости в межтрубном пространстве жидкость из пласта с большой скоростью устремляется в межтрубное пространство, соединенное через задвижки 17 и 19 с атмосферой. За счет высоких скоростей жидкости, особенно в начале совмещения окон 5 и 7, в призабойной зоне пласта происходит очистка пор и трещин от различного закупоривающего материала.

По истечении некоторого времени, когда уровень жидкости в межтрубном пространстве достигнет 70—80 % от статического, сжатый воздух или газ из насосно-компрессорных труб выпускается через задвижку 23 в атмосферу или в коллектор через задвижку 22. Под действием пружины плунжер возвращается в верхнее положение и окно 7 закрывается. При этом снова создается резкая высокая депрессия на пласт за счет возникновения большого перепада давлений в насосно-компрессорных трубах и в призабойной зоне пласта, что также приведет к очистке порового пространства от загрязнений. Время ожидания нарастания уровня в скважине зависит от проницаемости пласта: если породы пласта обладают высокой проницаемостью, нарастание давления произойдет очень быстро, а если проницаемость низкая, то приходится ждать не менее 2—3 ч. После этого цикл повторяется.

Система циркуляционных клапанов позволяет проводить прямую и обратную промывки скважин. Для проведения прямой промывки после извлечения большого шара в насосно-компрессорные трубы бросают малый шар и проводят закачку промывочной жидкости в насосно-компрессорные трубы с применением насосного агрегата или насосов КНС. Плунжер при этом перемещается в нижнее положение, окна 5 и 7 совмещаются, полость НКТ соединяется с межтрубным пространством, и осуществляется прямая промывка.

В процессе прямой промывки по мере подъема уровня жидкости в межтрубном пространстве давление над пакером может превысить пластовое и жидкость через обратные клапаны 9 и проходное сечение пакера может проникать в призабойную зону пласта. Для предупреждения этого длина подпружиненного плунжера принимается такой, что при его нахождении в нижнем положении перекрываются обратные клапаны 9.

Обратная промывка скважины проводится через обратные клапаны по кольцевой системе.

В случае необходимости можно проводить промывку скважины и с применением аэрированной жидкости. Для этого в схему подключается компрессор, и аэризация газожидкостной смеси происходит в смесителе. Для увеличения дисперсности смеси, при которой увеличивается внутренняя энергия пузырьков, а также и время коалесценции пузырьков газа в пене, в промывочную жидкость добавляют поверхностно-активные вещества. Обработка жидкой фазы ПАВ увеличивает смачиваемость осадков гидратов окиси железа, ослабляет силу их прилипания к поверхности труб. При создании перепада давления в процессе промывки происходят разрушение и вынос этих осадков вследствие расширения пузырьков газа и высоких скоростей движения жидкости.

Поскольку конструкция циркуляционного клапана очень простая и недорогая, он может оставаться в скважине и на весь период ее эксплуатации, что позволяет проводить периодические дренажи призабойных зон скважин по мере снижения их производительности.

Циркуляционный клапан позволяет проводить также глушение фонтанной скважины без поглощения жидкости глушения продуктивным пластом. Для этого в НКТ бросают малый шар и проводят заполнение скважины продавочной жидкостью.

Это забойное оборудование позволяет проводить обработки призабойных зон с применением многих известных способов воздействия на призабойную зону пласта (закачки ПАВ, пара, растворителей; кислотных и термокислотных обработок; гидравлического разрыва пласта и др.) без дополнительных работ по спуску и подъему труб и демонтажу устьевого арматуры. Эти работы также можно совмещать с методом создания мгновенных высоких депрессий на пласт.

Поскольку диаметр проходного сечения нижнего седла подпружиненного плунжера достаточно большой, циркуляционный клапан позволяет проводить и глубинные измерения в скважине со спуском различных скважинных приборов (манометра, термометра, пробоотборника, дебитометров и др.). Для этого, в случае применения шлицсового пакера, необходимо иметь хвостовик с воронкой.

Нередко плохая приемистость нагнетательных скважин обуславливается низкой проницаемостью пород пласта или большим

количеством глинистых пропластков, и освоить их с проведением дренажа призабойных зон не удастся. Для увеличения приемистости таких нагнетательных скважин применяют другие методы воздействия на призабойные зоны пласта, которые позволяют увеличить диаметры фильтрационных каналов или формировать развитую сеть трещин в породах пласта. К таким методам относят различные разновидности кислотных и термокислотных обработок, тепловые методы, гидравлический разрыв пласта и другие (см. гл. 16).

При разработке нефтяных месторождений с применением внутриконтурного заводнения воду нагнетают в пласт в пределах контура нефтеносности. Основными особенностями эксплуатации нагнетательных скважин при внутриконтурном заводнении, особенно с высоковязкими нефтями, являются возможность уменьшения фазовой проницаемости призабойных зон пластов и закупоривание порового пространства парафином и асфальтосмолистыми отложениями. В результате снижается приемистость нагнетательных скважин, уменьшается охват продуктивного пласта заводнением по его толщине и происходит опережающий прорыв закачиваемой воды к нефтяным скважинам по высокопроницаемым участкам пласта, имеющим развитую систему трещин.

Нагнетательные скважины разрезающего ряда перед их освоением длительное время эксплуатируют фонтанным способом, как нефтяные, с максимально возможными дебитами. Когда пластовое давление в зоне нагнетательного ряда снизится до минимально допустимого, эти нагнетательные скважины переводят под закачку воды через одну, т. е. нефтяные скважины чередуются с нагнетательными. Поскольку в процессе форсированного отбора нефти из скважин на линии разрезания сильно падает пластовое давление, то после перевода скважин под нагнетание через одну вода по направлению падения давления будет вытеснять нефть к скважинам, временно работающим как нефтяные в данном разрезающем ряду. При появлении в этих скважинах воды их осваивают как нагнетательные. Нагнетательную скважину внутриконтурного заводнения перед пуском длительное время промывают горячей водой, температура которой должна быть выше температуры плавления головных фракций парафина. Опробование скважины на приемистость также должно проводиться с применением горячей воды. На месторождениях с высокопарафинистыми нефтями и высокой температурой их кристаллизации перед пуском нагнетательной скважины под закачку проводят закачку в нее 30—40 м³ горячего конденсата, который растворяет парафин и асфальтосмолистые отложения в порах призабойной зоны пласта и создает перед фронтом нагнетаемой воды оторочку из маловязкой углеводородной жидкости, состоящей из конденсата и нефти.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

При разведке и разработке нефтяных месторождений необходимо иметь достаточные представления о гидродинамических или, как их называют, фильтрационных свойствах водоносной и нефтеносной частей пласта, которые позволяют осуществлять постоянный контроль за разработкой залежи в целом и рационально эксплуатировать каждую нефтяную или нагнетательную скважину в отдельности.

В настоящее время для изучения гидродинамических свойств пластов нефтяных и газовых месторождений используют различные методы, основными из которых являются:

лабораторные исследования образцов горных пород и пластовых жидкостей и газа;

геофизические методы исследования разрезов скважин различными методами каротажа;

гидродинамические методы исследования скважин и пластов; термодинамические методы исследования скважин.

Недостаток первых двух методов исследования заключается в том, что они позволяют получить данные о характеристике только очень небольшой части пласта по сравнению с общим обширным его простираем. Кроме того, при бурении скважин наибольшие изменения свойств пласта, в том числе и фильтрационных, происходят в околоскважинной зоне. Эти изменения обусловлены изменением давления и температуры, механическим воздействием долота и проникновением самой буровой жидкости или ее фильтрата в пласт.

Гидродинамические и термодинамические исследования скважин позволяют получать информацию о коллекторских свойствах и строении продуктивных пластов как всей площади, так и их призабойных зон, а также наблюдать за положением контуров нефтеносности и газоносности в процессе разработки залежей.

Параметры пластов определяют по данным о дебитах жидкости и газа в зависимости от давления на забоях или по изменению забойных давлений или дебитов скважин во времени.

В настоящее время применяют следующие методы исследования скважин:

- 1) метод установившихся отборов;
- 2) метод исследования при неустановившемся режиме работы скважины;
- 3) исследование профиля приемистости или продуктивности скважин.

Чтобы иметь более полное представление о фильтрационных характеристиках пласта, необходимо сопоставить пара-

метры, полученные при использовании всех методов исследования скважин и пластов (лабораторных, геофизических и гидродинамических).

§ 1. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА ПРИТОК (ПРИЕМИСТОСТЬ) ПРИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Этот метод проводят для исследования всех без исключения скважин (нефтяных, газовых, нагнетательных), эксплуатируемых фонтанным, газлифтным и насосным способами. Сущность этого метода заключается в определении зависимости дебита (приемистости) скважины Q от перепада пластового и забойного давлений Δp при установившихся режимах работы скважины (рис. 10.1, а). Такие зависимости называются индикаторными диаграммами (линиями). За пластовое давление $p_{пл}$ принимают значения динамического пластового давления, установившегося в пласте между работающими скважинами. Для построения индикаторной диаграммы необходимо иметь не менее двух-трех точек. Точка в начале координат получается, когда $p_{заб} \approx p_{пл}$, т. е. скважина остановлена.

Как видно из рисунка, индикаторные диаграммы могут быть прямолинейными, выпуклыми или вогнутыми по отношению к оси дебита в зависимости от режима фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта. Индикаторная диаграмма прямолинейной формы I получается в том случае, если режим работы залежи напорный и в пласте установилась фильтрация однородной жидкости по линейному закону Дарси. При этом приток жидкости к забою скважины выражается уравнением Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (10.1)$$

Если обозначить

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (10.2)$$

то уравнение (10.1) примет вид

$$Q = K (p_{пл} - p_{заб}) = K \Delta p. \quad (10.3)$$

Коэффициент K называется коэффициентом продуктивности скважины

$$K = Q/\Delta p = \tau/(\text{сут} \cdot \text{МПа}), \quad (10.4)$$

т. е. коэффициент продуктивности численно равен приросту суточного дебита скважины (в τ) на 1 МПа перепада давления.

Максимально возможную производительность скважины при $p_{заб}=0$ называют потенциальной. Отбор жидкости, близкий к потенциальному дебиту, возможен только при условии, что в скважине имеется зумпф (углубление скважины ниже нижнего интервала перфорации). Противодавление на пласт при этом можно поддерживать равным атмосферному и даже ниже его.

При соблюдении линейного закона фильтрации жидкости на всех режимах работы скважины коэффициент продуктивности является величиной постоянной.

Индикаторные диаграммы выпуклой формы к оси дебитов (см. рис. 10.1, а, кривая 2) характеризуют нелинейный закон

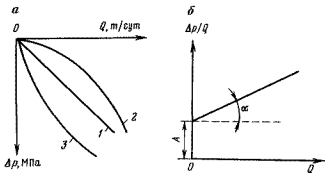


Рис. 10.1. Индикаторные диаграммы

фильтрации однородной жидкости в пласте. Такие диаграммы характерны также для скважин, эксплуатирующих нефтяные залежи, приуроченные к трещиноватым коллекторам. Со снижением забойного давления возрастают инерционные силы, уменьшается раскрытость трещин в соответствии с возрастанием сопротивления призабойной зоны пласта. В результате проявления инерционных сил, снижения проницаемости трещин или одновременного проявления обоих факторов с ростом депрессии давления индикаторная линия искривляется (становится выпуклой к оси дебитов). Приток жидкости к забою скважин при этом можно выразить параболическим уравнением

$$Q = K\Delta p^n, \quad (10.5)$$

где n — показатель фильтрации.

При нелинейном законе фильтрации коэффициент продуктивности K — величина переменная, зависящая от депрессии.

Индикаторная линия, которая сначала является прямолинейной, а затем становится выпуклой к оси дебитов, получается в том случае, когда сначала при малых депрессиях фильтрация жидкости в призабойной зоне пласта происходит на основе

линейного закона, а по мере увеличения перепада давления скорости движения жидкости увеличиваются и фильтрация происходит при нелинейном законе.

Индикаторные линии вогнутой формы к оси дебитов (см. рис. 10.1, а, кривая 3) могут получаться при исследовании скважин на неустановившихся режимах их эксплуатации. В этом случае исследования скважин необходимо повторить.

Получение индикаторных линий при исследовании скважин на установившихся режимах их работы объясняется следующими причинами:

1) поочередным включением в работу более низкопроницаемых участков пласта или пропластков по мере увеличения депрессии на пласт;

2) увеличением проницаемости пород пласта по мере очистки порового пространства при больших скоростях фильтрации жидкости;

3) раскрытием или смыканием трещин призабойной зоны при изменении забойного давления при переходе от одного режима работы скважины на другой (это характерно для нагнетательных скважин);

4) исследованием скважин месторождений с неньютоновскими нефтями (параметры пласта и скважины рассчитываются по специальной методике).

Установлено, что параболические формулы типа (10.5) для уравнения притока не совсем точно характеризуют индикаторные линии в условиях отклонения от закона Дарси. Правильнее пользоваться двучленной формулой для градиента давления

$$\frac{\Delta p}{\Delta x} = \frac{\mu}{k} v + bv^2, \quad (10.6)$$

где Δp — падение давления на участке длиной Δx ; μ — вязкость нефти; k — коэффициент проницаемости; v — скорость фильтрации; b — коэффициент, зависящий от геометрии пористого пространства и плотности фильтрующейся среды.

Уравнение (10.6) имеет следующий смысл. При движении жидкости перепад давлений на каком-либо участке затрачивается на преодоление сил трения и инерции жидкости и газа, которые возникают вследствие извилистости поровых каналов. Сила инерции пропорциональна квадрату скорости, следовательно, чем больше скорость фильтрации, тем больше влияние инерции. При небольших скоростях фильтрации силы инерции малы, потери давления практически определяются только силами трения. Таким образом в уравнении (10.6) основную роль играет первый член, т. е. движение происходит при линейном законе фильтрации. Отсюда следует, что нелинейность индикаторной кривой можно объяснить значительным увеличением второго члена уравнения. Это соответствует большим скоростям фильтрации.

Поскольку скорость фильтрации пропорциональна дебиту скважины, двучленному закону фильтрации (10.6) соответствует следующее уравнение индикаторной линии:

$$\Delta p = A Q + B Q^2, \quad (10.7)$$

где A , B — коэффициенты, постоянные для данной нефтяной скважины; Q — дебит нефти.

Уравнение (10.7) можно записать в виде

$$\frac{\Delta p}{Q} = A + B Q. \quad (10.8)$$

График этого уравнения представляет прямую линию с отрезком A , отсекаемым от оси ординат, и тангенсом угла наклона α (см. рис. 10.1, б).

По данным исследования скважин, при установившихся режимах можно определить коэффициент проницаемости, который является средним между проницаемостью удаленной зоны пласта и призабойной зоны и больше характеризует состояние призабойной зоны пласта. Поэтому этот коэффициент проницаемости в отличие от коэффициента проницаемости удаленной зоны условно назвали «средним» коэффициентом проницаемости

$$k_{\text{ср}} = 0,336 \frac{\mu}{h} K \lg \frac{R_k}{r_c}, \quad (10.9)$$

где μ — вязкость жидкости в пластовых условиях; h — толщина продуктивного пласта; K — коэффициент продуктивности; R_k — радиус контура питания; r_c — радиус скважины. При расчетах R_k можно приближенно принять равным среднему значению половины расстояний между соседними скважинами.

Если провести исследование скважины до и после обработки (например, кислотная обработка, гидравлический разрыв пласта и др.), по изменению коэффициента продуктивности можно судить об эффективности этих обработок. При прорыве пластовых вод увеличение отбора воды приводит к уменьшению коэффициента продуктивности, так как при этом уменьшается фазовая проницаемость для нефти. А при прорыве в скважину посторонних вод коэффициент продуктивности остается неизменным.

При эксплуатации нефтяных скважин уменьшение коэффициента продуктивности указывает на кольматаж призабойной зоны парафином и асфальтосмолистыми отложениями (если газовый фактор постоянен и отсутствуют вода и песок в продукции скважин). При эксплуатации нагнетательных скважин уменьшение коэффициента приемистости во времени обычно вызывается закупориванием пор и трещин призабойной зоны эмульгированной нефтью, отложениями железа, ила и другими веществами, содержащимися в закачиваемой воде в виде примесей.

§ 2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ПРИ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Этот метод исследования также проводят на всех скважинах. Сущность метода сводится к тому, что после мгновенного изменения установившегося режима работы скважины фиксируют скорость восстановления или падения забойного давления и строят график восстановления забойного давления во времени. Затем по этому графику и значению установившегося дебита скважины до начала исследования рассчитывают основные параметры пласта, характеризующие его фильтрационную способность.

Восстановление давления на забое мгновенно остановленной гидродинамически совершенной скважины, эксплуатировавшей однородный по проницаемости пласт постоянной толщины, насыщенный однородной по вязкости жидкости при установившемся дебите, описывается уравнением

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu b}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_{\text{пр}}^2} + \frac{Q\mu b}{4\pi kh} \ln t, \quad (10.10)$$

где $\Delta p(t)$ — повышение давления во времени, МПа; Q — установившийся дебит скважины перед остановкой, м³/с; μ — вязкость пластовой жидкости, МПа·с; k — коэффициент проницаемости, м²; h — толщина пласта, м²; κ — коэффициент пьезопроводности пласта, м²/с; $r_{\text{пр}}$ — приведенный радиус скважины, м; t — время с начала остановки скважины, с; b — объемный коэффициент.

Если обозначим

$$A = \frac{Q\mu b}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_{\text{пр}}^2}; \quad (10.11)$$

$$i = \frac{Q\mu b}{4\pi kh}, \quad (10.12)$$

то уравнение (10.10) можно переписать в виде

$$\Delta p(t) = A + i \ln t. \quad (10.13)$$

График этого уравнения будет иметь вид прямой линии с углом наклона α и отрезком A , отсекаемым от оси ординат (рис. 10.2). Используя график восстановления давления, из уравнения (10.12) можно определить коэффициент проницаемости пласта

$$k = \frac{0,183Q\mu b}{ih}. \quad (10.14)$$

Для этого необходимо из графика определить значение углового коэффициента i как $\text{tg } \alpha$:

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\ln t_2 - \ln t_1} \quad (10.15)$$

и подставить в уравнение (10.14).

После определения коэффициента проницаемости можно определить коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = \frac{k}{\mu (m\beta_{ж} + \beta_c)}, \quad (10.16)$$

где μ — вязкость жидкости; $\beta_{ж}$, β_c — соответственно коэффициенты сжимаемости жидкости и среды; m — коэффициент пористости.

Подставляя найденные значения i и κ в уравнение (10.11), определяют приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2,25\kappa}{10^4 A/i}}. \quad (10.17)$$

Преимущество метода восстановления забойного давления — возможность определения истинного значения коэффициента проницаемости удаленной зоны пласта, где сохраняется естественное состояние коллектора.

Путем сравнения коэффициента проницаемости удаленной зоны пласта со «средним» коэффициентом проницаемости, определенным по коэффициенту продуктивности (10.9), можно оценить состояние призабойной зоны пласта.

Если $k_{ср}/k < 1$, то это указывает на засорение или низкую проницаемость пласта вблизи скважины и на необходимость проведения мероприятий по увеличению проницаемости призабойной зоны пласта, например: методами ГРП, кислотных обработок, дренирования призабойной зоны и др. Этим можно обеспечить увеличение продуктивности скважины.

Если $k_{ср}/k \geq 1$, то это означает, что проницаемость призабойной зоны соответствует проницаемости удаленной зоны пласта или даже выше ее и обработку скважины проводить не нужно.

Если в результате проведения тех или иных мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта коэффициент продуктивности и соответственно отношение $k_{ср}/k$ увеличились, это характеризует эффективность проведенных работ.

О состоянии призабойной зоны пласта, качестве проведенной перфорации, т. е. о гидродинамическом совершенстве скважины, а также об эффективности проводимых мероприятий можно судить и по величине приведенного радиуса скважины $r_{пр}$, который определяется по формуле (10.17). Если скважина имеет большой коэффициент гидродинамического совершенства,

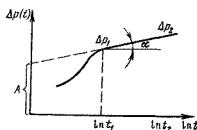


Рис. 10.2. Кривая восстановления забойного давления

величина $r_{пр}$ приближается к геометрическому радиусу скважины по долоту. Если $r_{пр} < r_c$, притом во много раз, это указывает на необходимость проведения на скважине тех или других мероприятий, например: дополнительной перфорации, ГРП, кислотных обработок и др.

§ 3. ФОРМЫ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

При сохранении условий, отмеченных в начале § 2, теоретический график восстановления забойного давления получается с угловым коэффициентом i и отрезком A , отсекаемым от оси ординат, по которому можно определить коэффициент проницаемости пласта, степень загрязненности призабойной зоны пласта или гидродинамическое несовершенство как по характеру, так и по степени вскрытия пласта.

Однако в природе редко встречаются литологически однородные пласты по толщине и простиранию. Проницаемость пласта изменяется в процессе работы скважины вследствие постоянного закупоривания пор породы механическими примесями, парафином и асфальтосмолистыми веществами. Вязкость жидкости изменяется от ствола скважины в глубь пласта в результате закачки или прекращения закачки холодной воды, а также замещения высоковязких нефтей пластовой или пресной водами и перемещения водонефтяного или газонефтяного контактов при заводнении пластов. В призабойной зоне пласта имеется развитая система трещин, размеры которых изменяются в зависимости от режима работы скважин. На характер кривых восстановления забойного давления также влияют невозможность практического мгновенного прекращения притока или нагнетания жидкости в пласт, выделение газа в призабойной зоне пласта и в стволе скважины, изменение давления в них вследствие теплоотдачи и т. д.

Все эти факторы влияют на формы кривых восстановления давления, и фактические графики Δp , $\ln t$ отличаются от теоретических.

На рис. 10.3, а приведена часто встречающаяся форма кривой восстановления забойного давления.

Если бы все условия применимости метода исследования скважин по кривым восстановления давления соблюдались, график имел бы форму прямой линии с уклоном $i = \operatorname{tg} \alpha$ и отрезком A на оси ординат (см. рис. 10.2). Однако на практике нарушение прямолинейности наблюдается в начале графика, что объясняется продолжающимся притоком жидкости в скважину после ее остановки, а именно: практической невозможностью мгновенной остановки скважины (необходимо некоторое время для закрытия задвижки); повышением уровня в насосных скважинах от динамического до статического; сжимае-

мостью жидкости в стволе скважины по мере повышения давления; выделением свободного газа из нефти как в призабойной зоне пласта, так и в стволе скважины по мере снижения давления при движении газожидкостной смеси к устью скважины и его сжатием при последующем повышении давления в скважине.

На отдельных нефтяных скважинах с низкой проницаемостью пласта, с высоким давлением насыщения и большим газовым фактором время начала выхода графика на прямолинейный участок достигает 3—4 ч и даже больше. Для нагнетательных скважин, находящихся на самоизливе или под закачкой воды в пласт, характерен график восстановления давления, практически сразу выходящий на прямолинейный участок (незначительный продолжающийся приток жидкости объясняется в основном невозможностью быстрого закрытия задвижки). При исследовании нагнетательных скважин высокой приемистости, находящихся под закачкой, наблюдается разброс точек в начале графика, что объясняется проявлением гидравлического удара при быстром закрытии задвижки.

Начальный участок графика восстановления забойного давления (до точки m) обрабатывается с учетом притока жидкости в скважину после ее остановки. Предложено несколько методов учета притока, с которыми можно познакомиться в специальной литературе.

Второй участок графика от точки m до точки m_1 имеет крутой угол наклона и наибольшее значение углового коэффициента

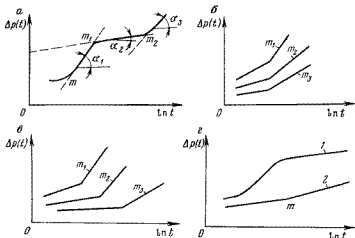


Рис. 10.3. Кривые восстановления забойного давления с несколькими прямолинейными участками

Начальный участок графика восстановления забойного давления (до точки m) обрабатывается с учетом притока жидкости в скважину после ее остановки. Предложено несколько методов учета притока, с которыми можно познакомиться в специальной литературе.

Второй участок графика от точки m до точки m_1 имеет крутой угол наклона и наибольшее значение углового коэффициента

ента i_1 . Если подставить его значение в формулу (10.14), то вычисленный коэффициент проницаемости окажется наименьшим, что характеризует плохое состояние призабойной зоны пласта. По этому участку следует определять степень несовершенства скважины, что характеризуется приведенным радиусом скважины $r'_{пр}$. Подставляя этот радиус, например, в формулу (5.6), можно уточнить параметры пласта.

Участок графика от точки m_1 и до m_2 с угловым коэффициентом i_2 характеризует фильтрационные свойства удаленной зоны пласта. Этот большой участок пласта вокруг скважины представлен породами однородной проницаемости, насыщенными жидкостью постоянной вязкости; толщина пласта одинакова на всем его простирании. Коэффициент проницаемости, рассчитанный по формуле (10.14) для этого участка, оказывается выше проницаемости призабойной зоны пласта. После точки m_2 направление графика снова изменяется — повышается угол наклона. Увеличение угла наклона на графике можно объяснить двумя причинами — ухудшением литологической характеристики продуктивного пласта (увеличением глинистости, уменьшением толщины пласта) или резким увеличением вязкости жидкости, например, при заводнении залежей с высоковязкими нефтями.

Для определения решающего фактора, влияющего на угол наклона графика, необходимо повторить исследование скважины спустя 3—4 мес. Если на характеры кривых восстановления давления на данной скважине повлияло наличие литологической ограниченности пласта, то точки пересечения прямолинейных участков m_1 , m_2 , m_3 будут находиться на одном и том же расстоянии от оси ординат, как показано на рис. 10.3, б.

Если искривление графика вызвано разностью вязкостей насыщающих пласт жидкостей, точки пересечения m_1 , m_2 , m_3 при повторных исследованиях будут отклоняться вправо по горизонтальной оси графика, как показано на рис. 10.3, в.

Следовательно, на основе исследования скважин по методу неустановившихся режимов можно проводить гидроразведку продуктивного пласта и принимать важные решения, необходимые для рациональной разработки залежи.

Проведением исследований скважины до и после ее обработки, например методами ГРП, кислотной обработки, можно определить глубину обработанной призабойной зоны пласта (рис. 10.3, г). График 1, построенный до обработки скважины, имеет в начале крутой угол наклона, что указывает на низкую проницаемость призабойной зоны пласта. После проведения обработки призабойной зоны в основном изменился характер начального участка графика 2, а участок подъема имеет примерно тот же уклон. Следовательно, в результате удачной обработки скважины удалось улучшить коэффициент проницае-

мости призабойной зоны пласта, глубину обработки которой можно рассчитать (до точки m).

Достоверность сделанных заключений по формам графиков восстановления забойного давления можно повысить, если провести такие же исследования в соседних скважинах и сопоставить их результаты. При этом также рекомендуется пользоваться геологическими профилями и картами обводненности залежи, которые позволяют подтвердить правильность заключений.

Для определения расстояния от ствола скважины до места в пласте, где условия фильтрации жидкости изменяются (литологические ограничения, положение ВНК или глубина удачной обработки скважины и др.), можно воспользоваться формулой распределения давления в бесконечном пласте после остановки одиночной скважины, предложенной профессором В. Н. Щелкачевым:

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu b}{4\pi kh} (0,8091 + \ln F_0), \quad (10.18)$$

где F_0 — безразмерный параметр Фурье, характеризующий скорость распределения давления в пласте. Остальные параметры прежние.

$$F_0 = \kappa t / R^2, \quad (10.19)$$

где κ — коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2/\text{с}$; t — время с начала остановки скважины, с; R — текущий радиус, м.

При $F_0 = 0,1$ давление на забое восстанавливается на 90 %, а к моменту $F_0 = 0,5$ можно считать давление полностью восстановленным и принимать это давление за пластовое. Тогда $\Delta p(t) \rightarrow 0$ и уравнение (10.18) примет вид

$$0,8091 + \ln F_0 = 0. \quad (10.20)$$

Подставляя в формуле (10.20) значение безразмерного коэффициента из уравнения (10.19), получим

$$0,8091 + \ln \kappa t - 2 \ln R = 0. \quad (10.21)$$

Отсюда можно определить расстояние от ствола скважины до любой точки в пласте

$$R = 1,5 \sqrt{\kappa t}. \quad (10.22)$$

Для пользования этой формулой нужно построить график восстановления забойного давления в координатах Δp , $\ln t$. По прямолинейному участку определяют коэффициент проницаемости k и подсчитывают коэффициент пьезопроводности κ по формуле (10.16). Затем фиксируют на графике точку m , после которой изменяется угол наклона. Значение времени t в точке пересечения и значение κ подставляют в формулу (10.22).

С применением метода восстановления забойного давления также проводят исследования на взаимодействие скважин. Для

этого на одной из скважин изменяют режим работы, а на других соседних скважинах наблюдают за изменением забойного давления. По скорости восстановления забойного давления рассчитывают параметры пласта в радиусе между возмущающей и наблюдательными скважинами. Более подробно об этом можно прочитать в специальной литературе.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Для исследования устье скважины оборудуют соответствующей устьевой арматурой для спуска в скважину приборов. При переходе от одного режима работы скважины на другой убеждаются, что достигли установившегося режима работы.

Установившимся режимом работы скважины называется такой режим, когда в течение длительного времени ее дебит (приемистость) и забойное давление остаются постоянными. На практике за установившийся режим работы скважины принимают такой режим, при котором значения забойного давления и дебита остаются неизменными в течение 4—6 ч или изменяются не более чем на 10 %. За первый установившийся режим работы скважины берется режим, на котором она работала в течение длительного периода времени до начала исследования. После оборудования скважины манометром и замера дебита (приемистости) и забойного давления быстро ограничивают или увеличивают дебит скважины примерно на 30 % от наибольшего дебита и наблюдают за изменением забойного давления. Переход от одного режима работы скважины на другой осуществляется путем смены штуцеров, открытием или закрытием задвижки, изменением объемов подачи рабочего агента или изменением числа двойных ходов или длины хода полированного штока станка-качалки.

Длительность достижения установившегося режима при переходе от одного режима на другой зависит от проницаемости пласта, вязкости нефти и газового фактора, а также от продолжительности работы скважины на предшествующем режиме. Например, при снятии кривых восстановления давления в течение 3—5 ч необходимо, чтобы скважина работала на одном и том же режиме не менее 3 сут. При исследовании неоднородных пластов кривые восстановления забойного давления необходимо снимать в течение 1 сут и даже более.

Для снятия кривых восстановления забойного давления на каждом режиме необходимо поддерживать постоянный дебит в течение всего периода исследования скважины. Это условие удастся выдерживать при исследовании нагнетательных скважин, находящихся под закачкой. Для этого постоянно регулируют приемистость скважины задвижкой. При исследовании скважин, эксплуатирующихся другими способами, это условие

практически невозможно выполнить. Поэтому кривую восстановления давления снимают обычно на последнем режиме после полной остановки работы скважины.

При ограничении или увеличении дебитов нефтяных скважин одновременно изменяются и забойные давления, методики расчета параметров для этих условий пока не существует.

Наблюдение за изменением дебитов нефтяных скважин и фиксация их перед сменой режимов осуществляются периодическими замерами в сепараторах или в мерниках, или в замерных устройствах типа «Спутник» на групповых установках. Замеры дебитов нагнетательных скважин проводятся с применением расходомера, установленного на кустовой насосной станции, или объемным методом с применением мерной емкости около устья скважины (при изливе).

Забойные давления на каждом режиме измеряются с помощью скважинных манометров, спускаемых на проволоке с помощью специального агрегата Азинмаш-11, или станции типа АПЭЛ, а температуры на забое или по стволу скважины — с помощью термометров, спускаемых на каротажном кабеле подъемника, или станции АПЭЛ.

Поскольку вода, закачиваемая в пласт для заводнения залежи, практически несжимаема, замеры забойных давлений на нагнетательных скважинах можно проводить на устье скважины или в начале водовода на кустовой насосной станции с помощью образцовых манометров (с учетом потерь давления по водоводам и насосно-компрессорным трубам).

Пластовое давление обычно определяют после остановки скважины.

Замеры забойных давлений на глубоких насосных скважинах проводят лифтовыми манометрами с многосуточным ходом часовых механизмов, которые подвешивают на приеме насоса, а на мелких скважинах — малогабаритными манометрами (20—30 мм), спуская их в межтрубное пространство. При этом устье скважины оборудуют специальной эксцентричной планшайбой, а низ насосно-компрессорных труб — отклонительным фонарем. При этом создается односторонний увеличенный зазор между подъемными трубами и обсадной колонной.

Замеры забойных давлений или наблюдение за изменением забойного давления в скважинах, оборудованных центробежными электронасосами, проводят с помощью специального приспособления, называемого «суфлером». «Суфлер» устанавливают выше насоса, что позволяет прием скважинного манометра соединять с межтрубным пространством. При избыточном давлении на устье скважины приборы (манометры, термометры, дебитометры и расходомеры) спускают через специальное устройство — лубрикатор с сальниковым уплотнением, который предварительно устанавливают на буфере или на планшайбе.

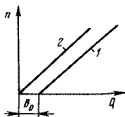
Результаты гидродинамических исследований скважин на приток зависят от работы соседних скважин. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы на соседних скважинах поддерживались установившиеся режимы их работы в течение всего времени исследования.

§ 5. ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ИЛИ ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИН

Для изучения объемного распределения закачиваемой воды по толщине пласта на линии нагнетания и характера притока жидкости из пласта на линии отбора проводят исследования профилей приемистости и продуктивности нефтяных и нагнетательных скважин.

В настоящее время эти исследования проводят в основном путем непосредственного измерения интенсивности потока жидкости по стволу скважины с использованием скважинных расходомеров и дебитомеров.

Рис 10.4. Характеристика работы турбинного датчика



Основной узел скважинных расходомеров и дебитомеров — датчик измерения потока жидкости или газа. Наиболее широкое применение на наших промыслах получили скважинные расходомеры и дебитомеры, имеющие датчики с незаторможенной турбинкой. Эти приборы как дистанционного типа, так и с местной записью сравнительно просты в конструктивном исполнении и эксплуатации, обладают достаточно высокой чувствительностью, широким диапазоном измерений, линейной зависимостью числа оборотов турбинки от расхода и практически не изменяют своих рабочих характеристик с изменением плотности и вязкости жидкости и газа.

Характеристикой работы датчика приборов с незаторможенной турбинкой является прямая зависимость числа оборотов турбинки от объемной скорости потока жидкости или газа.

При малых расходах жидкости характеристика работы турбинного датчика описывается уравнением (рис. 10.4, кривая 1):

$$n = k_n Q - b_0, \quad (10.23)$$

где n — скорость вращения турбинки; Q — расход (дебит) жидкости; k_n — коэффициент, зависящий от конструктивных параметров датчика; b_0 — отрезок, отсекаемый от оси абсцисс, который определяет порог чувствительности прибора.

Для больших скоростей потока в нагнетательных и газовых скважинах, а также в высокодебитных нефтяных скважинах характеристику работы турбинного датчика можно принять линейной в виде (рис. 10.4, кривая 2)

$$n = k_n Q, \quad (10.24)$$

§ 6. СКВАЖИННЫЕ РАСХОДОМЕРЫ И ДЕБИТОМЕРЫ

В настоящее время воду для поддержания пластового давления в нагнетательные скважины закачивают или непосредственно в эксплуатационную колонну, или через насосно-компрессорные трубы. Поэтому разработаны скважинные расходомеры с диаметрами 110, 100, 51 мм и менее.

Для скважин с низкой приемистостью применяют приборы с пакерующим устройством, а для высокоприемистых — без пакера, но с центраторами.

В настоящее время исследования нефтяных и газовых скважин в основном проводятся с применением дистанционных приборов. Однако с увеличением глубин и температуры, особенно в газовой скважине, применяют и дебитомеры с местной записью, спускаемые в скважину на проволоке.

Приведем описания схемы конструкций наиболее распространенных на наших промыслах скважинных расходомеров и дебитомеров.

Скважинный дистанционный расходомер РГД-3 (рис. 10.5) спускают в скважину на одножильном каротажном кабеле. Он состоит из корпуса, в котором с помощью дужки 3 крепится датчик с незаторможенной турбинкой 8. Турбинка 8 через магнитную муфту 6 вызывает колебания магнитоуправляемого контакта прерывателя тока 9, размещенного в герметичной камере 5, изготовленной из немагнитного материала. Импульсы тока по кабелю 1, соединенному через кабельную головку 2 с контактом 10, передаются на поверхность к электрическому счетчику каротажной станции или станции АПЭЛ. Изменение скорости вращения турбинки, наблюдаемое по счетчику, позволяет судить об изменении скорости потока воды, проходящей через исследуемое сечение скважины, следовательно, и о расходе.

Ось турбинки 8 вращается на конических агатовых подпятниках. На входе жидкости перед крыльчаткой установлен струе-выпрямитель 7.

Диаметр корпуса расходомера РГД-3 равен 100 или 110 мм, имеет сменные насадки 4 диаметрами 140 и 170 мм.

Расходомер предназначен для исследования нагнетательных скважин с приемистостью от 15 до 3000 м³/сут, где закачка проводится непосредственно через обсадную колонну. Измерение во всем диапазоне обеспечивается применением двух сменных турбинок с различным шагом лопастей, изготовленных из алюминиевого сплава или органического стекла.

Скважинный дебитомер ДГД-4 с зонтичным пакером (рис. 10.6) состоит из трех основных узлов: измерительного датчика, пакерующего устройства и гидравлического реле времени. В состав датчика входят турбинка 5 и магнитная муфта 4, пластинчатый магнит 2 и прерыватель тока 1. Ось турбинки свободно вращается на конических подпятниках. Вращение тур-

бинки посредством магнитной муфты 4 вызывает колебание магнитной стрелки прерывателя тока 1, размещенного в герметичной камере 3, изготовленной из латуни или бронзы. На входе жидкости перед турбиной установлен струевыпрямитель 7, а на выходе — обтекатель потока, предохраняющий магнит-

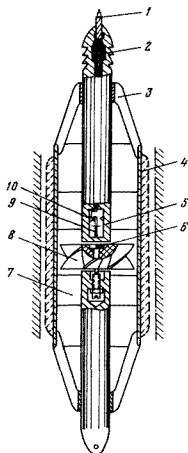


Рис. 10.5. Схема скважинного дистанционного расходомера РГД-3

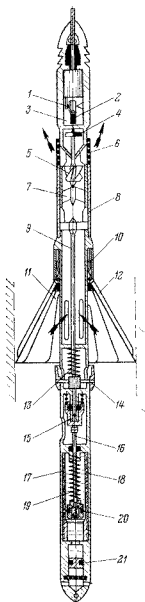


Рис. 10.6. Схема скважинного дистанционного дебитомера ДГД-4

ную муфту 4 от засорения. Турбинка выполнена из алюминиевого сплава или органического стекла и имеет шесть лопастей. Подпятники — агатовые конические.

Пакер дебитомера — зонтичный, состоит из 12 лепестков, изготовленных из пружинной ленты со стальными ребрами жесткости 12. Дебитомер со сложенными лепестками 11 пакера и взведенным реле времени спускают в скважину и устанавливают над самым нижним исследуемым пластом. Лепестки 11 пакера в сложенном виде удерживаются муфтой 14 с шариковым затвором 15. При этом входные окна дебитомера закрыты лепестками пакера, а выходные 6 закрыты подвижной втулкой 8, которая тягой 9 соединена с муфтой 14.

После выдержки определенного времени пакер автоматически раскрывается посредством гидравлического реле, которое размещено в нижней части прибора. С момента взвода реле его поршень 20 под действием усилия растянутой пружины 19 медленно перемещается вверх, вытесняя масло из полости над поршнем в полость под поршнем через винтовую капиллярную канавку 17 во вкладыше 18. В конце своего хода поршень, выйдя в расточенную часть цилиндра вкладыша, перемещается скачком, шток 16 ударяет по колпачку шарикового затвора. Шарик затвора, выпадая в расточку колпачка, освобождают шток затвора. Под действием усилия сжатой пружины 13 шток 16 перемещается вниз, увлекая за собой муфту 14 и втулку 8. Под действием лепестков и пружины 10 зонтик пакера раскрывается. Одновременно с этим открываются проходные окна дебитомера. С этого момента жидкость, поступающая в скважину из нижнего пласта, попадает в рабочий канал дебитомера и в его датчик. После замера дебита самого нижнего пласта дебитомер последовательно устанавливают против исследуемых вышележащих интервалов.

В гидравлическом реле в качестве рабочей жидкости используют масло, вязкость которого подбирают в зависимости от времени выдержки и температуры в скважине. Гидравлическое реле уравновешено по отношению к внешнему давлению в скважине уравнительным поршнем 21.

На базе расходомера РГД-3 и дебитомера ДГД-4 разработано множество различных типоразмеров скважинных приборов с различными конструкциями пакерующих устройств (диафрагменные, винтовые, надувные и др.), которые успешно применяются на наших промыслах, в том числе и для исследования скважин с малыми диаметрами, со спуском прибора в межтрубное пространство.

§ 7. МЕТОДИКА ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЕЙ ПРИЕМИСТОСТИ И ПРОДУКТИВНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Если закачку воды осуществляют непосредственно через обсадные трубы, то скважины исследуют с применением расходомера РГД-3 или РГД-5, а устье оборудуется специальным спускным устройством с уплотнением.

Если в нагнетательную скважину воду закачивают через насосно-компрессорные трубы (НКТ), исследование профиля приемистости проводят с применением малогабаритных расходомеров типа РГД-4А. В этом случае на верхнюю муфту НКТ, которая находится над планшайбой, устанавливают мерный ролик, а сальниковое устройство навинчивают на муфту. Низ НКТ должен не доходить до верхнего интервала перфорации и должен иметь воронку. Для облегчения спуска прибора к нему подвешивают груз.

Исследование нагнетательных скважин с применением расходомеров проводят как при закачке воды в пласт, так и при изливе. В том и другом случае исследование необходимо начинать после установления рабочего режима скважины. Об установлении рабочего режима судят по показаниям расходомера, помещенного над интервалом перфорации скважины. Замеры делают через каждые 5—10 мин. Режим скважины следует считать установившимся, если значения последних трех замеров различаются между собой не более чем на 2—3 %.

Исследования скважин проводят как точечными замерами расхода при установке расходомеров на заданных интервалах, так и непрерывной записью показаний прибора на бланке. Для скважин, которые вскрыли продуктивные пласты толщиной не более 10—20 м, определять продуктивность пласта рекомендуется через 25—50 см. При большой толщине продуктивного пласта интервалы замеров увеличиваются. Рабочие участки при этом следует определять методом «вилки». В наиболее характерных участках пласта проводятся контрольные замеры.

При использовании расходомеров необходимо учитывать, что их рабочие характеристики зависят от диаметра скважины. Поэтому расходы по пластам измеряют с помощью расходомеров в относительных величинах к суммарному расходу скважины. Этому расходу соответствуют показания скважинного расходомера, установленного выше кровли продуктивного пласта. Расход по пластам или пропласткам рассчитывают по формуле

$$Q_{\text{пл}} = Q \frac{\Delta n}{n}, \quad (10.25)$$

где Q — суммарный расход, замеренный на поверхности; Δn — уменьшение числа оборотов турбинки, обусловленное поглощением воды данным интервалом; n — число оборотов турбинки,

соответствующее суммарному расходу. При исправной колонне они должны быть равными при установке прибора как на устье скважины, так и над интервалом перфорации.

Профили приемистости и продуктивности строят на бланках стандартного геофизического каротажа в виде интегральных и дифференциальных расходограмм:

Дифференциальную расходограмму (профиль приемистости или излива) строят на основе интегральной кривой, построенной в координатах $Q-H$ или $n-H$. Интенсивность поглощений или притока участка при этом определяют методом численного дифференцирования по формуле

$$\frac{\Delta Q}{\Delta H} = \frac{(n_k - n_n) Q}{(H_n - H_k) n}, \quad (10.26)$$

где ΔQ — продуктивность или приемистость исследуемого интервала пласта, $\text{м}^3/\text{сут}$; ΔH — исследуемый интервал, м; n_k, n_n — соответственно показания прибора на кровле и подошве пласта, об/мин ; n — показания прибора, соответствующие суммарному расходу, об/мин ; Q — суммарный расход скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Для более наглядной характеристики пласта, а также точной привязки прибора к пласту на бланке стандартного каротажа необходимо нанести кривые сопротивления (КС) и проводимости (ПС), интервалы, плотность и способ перфорации, кавернограмму, литологию, кривые ГК и др.

На рис. 10.7 приведены данные двух результатов исследований нагнетательной скважины с применением расходомера РГД-3 (интервал времени между исследованиями 6 мес.). Предполагалось, что закачка воды ведется в два интервала продуктивного пласта 1754—1758 и 1760—1766 м, которые представлены песчаниками. Однако результаты обоих исследований профиля приемистости показали, что фактически закачка воды проводится только в нижний интервал (1762—1766 м) продуктивного пласта, что подтверждается и результатами исследований с применением метода радиоактивного каротажа (см. рис. 10.7, кривая ГК-2). Из рисунка видно, что вначале толщина поглощающего участка нижнего пласта составляла 4 м (расходограмма заштрихована с уклоном линий вправо). После истечения 6 мес. поглощающая толщина этого пласта уменьшалась в два раза (расходограмма заштрихована с уклоном линий влево), что объясняется закупориванием пор и мелких трещин механическими примесями, содержащимися в закачиваемой воде.

Высокая приемистость нагнетательной скважины (более $700 \text{ м}^3/\text{сут}$) только через узкий участок объясняется наличием развитых систем трещин в центре нижнего пропластка.

При использовании расходомера можно определить герметичность эксплуатационной колонны скважин. Для этого после установившегося режима закачки или излива над кровлей про-

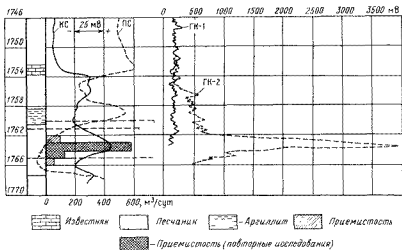


Рис 10.7 Профили приемистости нагнетательной скважины
ГК 1 — контрольный замер, ГК 2 — замер ГК в процессе ГРП

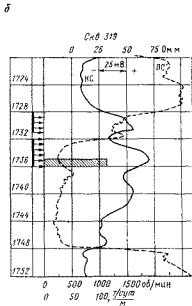
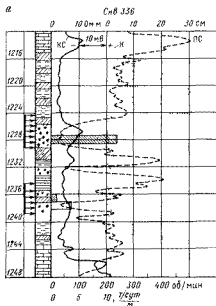


Рис. 10.8 Профили продуктивности нефтяных скважин

дуктивного пласта и около устья скважины замеряют число оборотов турбинки по счетчику и сопоставляют их между собой. Если численные значения этих отсчетов совпадают между собой, то колонна скважины герметична, если не совпадают, — негерметична. Герметичность колонны определяют методом «вилки». Для этого расходомер спускают до середины глубины скважины и снова замеряют число оборотов турбинки. Если числа отсчетов совпадают, колонна скважины от точки замера до устья герметична. Затем прибор устанавливают на середине расстояния между кровлей пласта и третьим замером и т. д. Таким образом можно определить интервалы нарушения колонны с точностью до 5—10 см.

Для исследования профиля продуктивности в нефтяных скважинах дебитометры на забой спускают при закрытой скважине через специальный сальник — лубрикатор. Это обусловлено тем, что при спуске прибора в работающую скважину возможен его подброс вследствие высоких скоростей восходящего потока в НКТ. Выход прибора из НКТ определяется по резкому снижению числа оборотов турбинки, а раскрытие пакера, наоборот, по резкому его увеличению.

На рис. 10.8 представлены дебитограммы нефтяных скважин Арланского (а) и Туймазинского (б) месторождений. Как видно из этих рисунков, так же как и в нагнетательных скважинах, профили продуктивности нефтяных скважин неравномерны. Не все вскрытые толщины пласта отдают нефть, что объясняется различной проницаемостью пород пласта и неравномерным охватом заводнения всего продуктивного пласта по толщине.

Для выяснения причин неравномерной работы всех пластов необходимо проанализировать весь промысловый материал по разрабатываемой залежи, в том числе и с сопоставлением профилей продуктивности нефтяных скважин с профилями приемистости нагнетательных скважин.

Глава II

ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

§ 1. ПОДЪЕМ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ ПО ВЕРТИКАЛЬНЫМ ТРУБАМ

Приток жидкости к забоям скважины происходит под действием разности между пластовым и забойным давлениями. Если давление столба жидкости, заполняющей скважину до устья, меньше пластового, то скважина будет переливать на поверхность, т. е. будет фонтанировать. В зависимости от режима работы залежи фонтанирование скважины может происходить или за счет энергии гидростатического напора, или за счет энергии расширения газа, растворенного в нефти, или за счет той и другой энергий.

Фонтанирование скважины только под действием гидростатического напора происходит в том случае, когда давление на устье больше давления насыщения ($p_y > p_{\text{нас}}$). При этом весь газ находится в растворенном состоянии в нефти, и забойное давление определяется как давление столба однородной жидкости, заполняющей скважину, по формуле

$$p_{\text{заб}} = H\rho g + p_{\text{тр}} + p_y, \quad (11.1)$$

где $p_{\text{заб}}$ — забойное давление, МПа; H — глубина скважины, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; $p_{\text{тр}}$ — гидравлические потери давления на трение при движении жидкости, МПа; p_y — противодействие на устье, МПа.

Потери давления на трение можно определить по известной формуле Дарси — Вейсбаха

$$p_{\text{тр}} = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2} \rho, \quad (11.2)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений; d — диаметр подъемных труб, м; v — скорость движения жидкости в подъемных трубах, м/с; L — длина подъемных труб, м.

Численное значение λ определяется в зависимости от шероховатости труб и критерия Рейнольдса:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad \text{при} \quad \text{Re} = \frac{vd}{\nu} < 2320; \quad (11.3)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}} \quad \text{при} \quad \text{Re} > 2320, \quad (11.4)$$

где ν — кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Забойное давление определяется из основного уравнения притока жидкости к забою скважины (10.3):

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}, \quad (11.5)$$

где Q — дебит скважины, м³/сут; K — коэффициент пропорциональности (продуктивности), м³/(сут·МПа); $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; n — показатель режима фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта.

Подставляя значения (11.2) и (11.5) в уравнение (11.1), можно определить давление на устье

$$p_y = p_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}} - H\rho g - \lambda \frac{H}{d} \frac{v^2}{2} \rho. \quad (11.6)$$

Если устье фонтанной скважины закрыто, то забойное давление равно пластовому

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} = H\rho g + p_y. \quad (11.7)$$

В практике нефтедобывающей промышленности редко встречаются скважины, в которых подъем жидкости происходит только под действием гидростатического напора. Большинство фонтанных скважин работают одновременно как за счет энергии гидростатического напора, так и энергии расширения газа в нефти. Для таких скважин справедливо неравенство

$$p_y < p_{\text{нас}} < p_{\text{заб}}, \quad (11.8)$$

т. е. в нижней части ствола скважины до интервала, где давление равно давлению насыщения $p_{\text{нас}}$, движется однофазная жидкость, а выше — двухфазный поток (жидкость + газ).

Нередко фонтанная скважина эксплуатируется при забойном давлении ниже давления насыщения, при котором в скважине движется газожидкостная смесь. По мере подъема смеси изменяются ее плотность и соотношение объемов жидкости и газа в зависимости от давления, скорости движения смеси и диаметра подъемных труб. Такие же условия движения газожидкостных смесей наблюдаются и при газлифтной эксплуатации скважин.

Различают три режима движения газожидкостной смеси.

1. **Пузырьковый режим** (рис. 11.1, а), при котором жидкость, пронизанная мелкими пузырьками газа высокого давления, движется в нижней части подъемных труб. Пузырьки газа свободно перемещаются в жидкой фазе, практически не оказывая влияния на подъем жидкости.

2. **Снарядный (пробковый) режим** (рис. 11.1, б), при котором из жидкости выделяется значительное количество газа в виде крупных пузырьков, соизмеримых с диаметрами труб и имеющих удлиненную форму. Пузырьки газа чередуются с жидкостными перемычками. Снарядный режим в основном проявляется в средней части подъемных труб. По мере подъема смеси к устью скважины из жидкой фазы выделяется все больше и больше пузырьков газа, происходит их слияние, и размеры пузырьков увеличиваются. При этом режиме течения наблюдается значительная пульсация потока и скважина работает неравномерно.

3. **Дисперсно-кольцевой режим** (рис. 11.1, в), при котором газообразная фаза образует ядро потока, а жидкая фаза движется по стенкам труб. В ядре потока содержатся капли жидкости. Дисперсно-кольцевой режим проявляется в основном

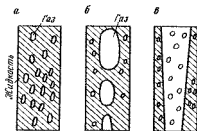


Рис. 11.1. Структура газожидкостной смеси при движении ее в подъемнике

ближе к устью скважины, где наблюдаются наибольшее снижение давления и сравнительно большие скорости движения газожидкостной смеси.

При работе скважины в межтрубном пространстве устанавливается динамический уровень жидкости h_1 . По давлению столба жидкости в этом пространстве определяется забойное давление. Для фонтанной скважины

$$p_{\text{заб}} = h_1 \rho g = L \rho_{\text{см}} g + p_{\text{тр}}, \quad (11.9)$$

где h_1 — глубина погружения подъемных труб под динамический уровень; ρ и $\rho_{\text{см}}$ — соответственно плотности жидкости и газожидкостной смеси; g — ускорение свободного падения, м/с^2 ; $p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение, МПа.

Выразим потери давления на трение через высоту столба жидкости, $p_{\text{тр}} = h_{\text{тр}} \rho g$. Тогда выражение (11.9) перепишется так

$$h_1 \rho g = L \rho_{\text{см}} g + h_{\text{тр}} \rho g. \quad (11.10)$$

Разделив обе части уравнения (11.10) на ρ и L , получим

$$\xi = \frac{h_1}{L} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho} + \frac{h_{\text{тр}}}{L} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho} + h'_{\text{тр}}, \quad (11.11)$$

где $\xi = h_1/L$ — относительное погружение подъемных труб или потери напора на единицу длины подъемных труб; $h'_{\text{тр}}$ — потери напора на преодоление сил трения (выраженные в высоте столба жидкости), приходящиеся на единицу длины подъемных труб.

Несмотря на простоту равенства (11.11), теоретически весьма трудно определить $\rho_{\text{см}}$ и $h'_{\text{тр}}$, так как газ и жидкость поднимаются по трубам с разными скоростями. Установлено, что потери напора при движении газожидкостной смеси по вертикальным трубам зависят от многих величин: объемного расхода жидкости g , объемного расхода газа V , диаметра трубы d , а также от физических свойств жидкости и газа — плотности жидкости $\rho_{\text{ж}}$ и газа $\rho_{\text{г}}$, вязкости жидкости $\mu_{\text{ж}}$ и газа $\mu_{\text{г}}$ и величины поверхностного натяжения на границе жидкость — газ σ .

Для скважин с дебитами, не превышающими 150—200 т/сут и газовыми факторами 100 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и менее, потерями напора на трение можно пренебречь.

Плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \rho_{\text{г}}\varphi, \quad (11.12)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{г}}$ — плотности жидкости и газа при данных давлениях и температуре; φ — истинное газосодержание, т. е. отношение мгновенной площади сечения потока газа в трубе ко всей ее площади:

$$\varphi = \frac{F_{\text{г}}}{F} = \frac{F_{\text{г}}}{F_{\text{ж}} + F_{\text{г}}}, \quad (11.13)$$

где $F_{\text{г}}$ и $F_{\text{ж}}$ — площади сечения потоков газа и жидкости в трубе; F — площадь сечения подъемных труб.

Закономерности изменения газосодержания устанавливают при помощи мгновенных отсечек потока или просвечиванием труб гамма-лучами на лабораторной установке.

Плотность газа в скважине можно определить на основе формулы Бойля — Мариотта

$$\rho_r = \frac{(p_1 + p_2)}{2} \frac{\rho_{r0}}{p_0}, \quad (11.14)$$

где p_1 и p_2 — давления на башмаке и устье подъемных труб, МПа; ρ_{r0} — плотность газа при атмосферном давлении p_0 .

Многие авторы считают, что в большинстве случаев эксплуатация газожидкостных подъемников происходит в условиях снарядного режима. При этом режиме жидкость поднимается под действием движущей силы газа, оказывающего непосредственное давление на нее, и при трении газа о жидкость. Величина давления обуславливается работой по подъему смеси и потерями напора в подъемной колонне вследствие трения жидкости и газа о стенки труб и разных скоростей их движения. Газ движется быстрее жидкости, проскальзывает через нее. Поэтому эти потери называют потерями скольжения или потерями относительного движения.

Кроме отмеченных, имеются еще и потери вследствие изменения скорости движения при поступлении смеси в башмак подъемных труб и потери в подъемной колонне, вызываемые ускорением движения смеси в результате расширения газа в области более низких давлений. Эти два вида потерь очень малы по сравнению с первыми двумя, поэтому ими можно пренебречь.

Таким образом, потери напора между башмаком и устьем будут следующими:

$$h = h_{\text{пол}} + h_{\text{ск}} + h_{\text{тр}}, \quad (11.15)$$

где $h_{\text{пол}}$ — напор, необходимый для выполнения полезной работы; $h_{\text{ск}}$ — напор, потерянный вследствие относительного движения газа; $h_{\text{тр}}$ — напор, потерянный на преодоление сил трения.

На рис. 11.2 представлены зависимости суммы потерь полезного напора и потерь напора на скольжение $h_{\text{пол}} + h_{\text{ск}}$ и потерь напора на трение $h_{\text{тр}}$ от объемного расхода газа V при постоянном диаметре подъемника $d = 73$ мм и постоянном расходе жидкости $q = 2,4$ л. с. Эти зависимости построены на основе опытов, проведенных на установке с длиной труб 1 м. Как видно из рисунка, при постоянном расходе жидкости сумма потерь $h_{\text{пол}} + h_{\text{ск}}$ тем меньше, чем больше газа проходит через трубу данного диаметра. Потери же напора на трение с увеличением количества пропускаемого газа, наоборот, увеличиваются. Из этого графика видно, что при постоянном расходе жидкости и постоянном диаметре труб наименьшие значения потери на-

пора h будут при расходе газа $V=25$ л/с. Дальнейшее увеличение объема подачи газа приводит к увеличению общих потерь давления в подъемных трубах при движении в них газожидкостной смеси.

На рис. 11.3 показаны изменения тех же потерь в зависимости от диаметра труб при постоянных расходах жидкости и газа. Как видно из рисунка, суммарная кривая h потерь полного напора при диаметре труб 63 мм имеет минимальное значение $h_{\min}=0,3$ м, т. е. при постоянных q и V только один размер труб дает наименьшее значение h . Следовательно, и макси-

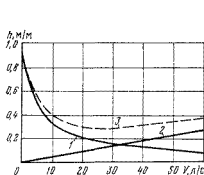


Рис. 11.2 Зависимость потери напоров при движении газированной жидкости от объема газа:

1 — $h_{\text{под}} + h_{\text{ск}}$; 2 — $h_{\text{тр}}$; 3 — $h = h_{\text{под}} + h_{\text{ск}} + h_{\text{тр}}$

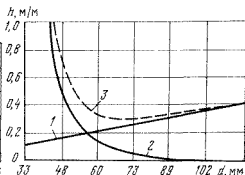


Рис. 11.3. Зависимость потери напоров при движении газированной жидкости от диаметра труб.

Обозначения см рис 11.2

мальный коэффициент полезного действия при постоянных расходах жидкости и газа достигается только при одном определенном диаметре подъемных труб.

На рис. 11.4 приведены зависимости расхода жидкости от объема газа и глубины погружения элементарного подъемника при постоянном его диаметре. Как видно из графика, увеличение глубины погружения подъемника приводит к увеличению максимальных и оптимальных дебитов подъемников и к уменьшению объемного расхода газа.

Зависимость кривой дебита реальной скважины от объемного расхода газа при постоянном диаметре и постоянной глубине погружения подъемных труб является такой же, как и для элементарного подъемника (рис. 11.5). Как видно из рисунка, при некотором расходе газа, равном V_n , жидкость достигает устья скважины и начинается ее выброс. Эта точка называется **точкой начала выброса**. До этой точки газ, подводимый к башмаку подъемных труб, проскальзывает через жидкость. Дальнейшее увеличение расхода газа приводит к возра-

станию дебита скважины Q , который достигает своего максимального значения $Q_{\max}$. При последующем увеличении объемного расхода газа дебит скважины снижается в связи с тем, что с увеличением скорости движения газожидкостной смеси потери напора на трение $h_{\text{тр}}$ возрастают и не компенсируются уменьшением потерь на скольжение. Продолжение увеличения расхода газа приводит к тому, что по подъемным трубам движется только газ, а дебит скважины по жидкости прекратится полностью. Точка V_0 на графике называется **точкой прекращения подачи**. Значение оптимального дебита скважины $Q_{\text{опт}}$ соответствует точке касания прямой, проведенной из начала координат.

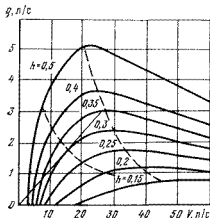
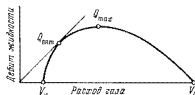


Рис. 11.4. Зависимость расхода жидкости от объема газа при различной глубине погружения труб

Рис. 11.5. Зависимость дебита скважины от объемного расхода газа



В промысловой практике эксплуатация скважины соответствует области кривой (см. рис. 11.5), ограниченной точками $Q_{\max}$ и $Q_{\text{опт}}$. Эксплуатация скважины вне пределов этих точек невыгодна.

Расчет газожидкостных подъемников в пределах режимов $Q_{\max}$ и $Q_{\text{опт}}$ можно проводить по формулам А. П. Крылова, которые выведены для вязкости жидкости 5 МПа·с. При этом приняты следующие допущения.

1. Расширение газа происходит по закону Бойля—Мариотта.

2. Давление по длине подъемных труб изменяется по линейному закону, т. е.

$$p = p_2 + \frac{l}{L} (p_1 - p_2), \quad (11.16)$$

где p — давление на расстоянии l от устья; p_1 и p_2 — соответственно давления у башмака и устья; L — длина подъемных труб.

3. Движение газожидкостной смеси происходит по второму снарядному режиму.

Среднее значение суммарного напора, расходуемого на единицу длины подъемника, представляется выражением

$$\xi = \frac{p_1 - p_2}{L \rho g}. \quad (11.17)$$

Средний объемный расход газа по длине подъемника при изотермическом расширении газа с изменением давления можно выразить в виде

$$q_{\text{ср}} = \frac{V_0 \rho_0 \ln \frac{p_1}{p_2}}{p_1 - p_2}, \quad (11.18)$$

где V_0 — объемный расход газа при средней температуре в стволе скважины и атмосферном давлении p_0 .

С учетом принятых допущений условия работы реального подъемника определяются по следующим формулам:

для дебита жидкости

$$Q_{\text{max}} = \frac{15 \cdot 10^{-8} d^3}{\rho^{0.5}} \left(\frac{p_1 - p_2}{L} \right)^{1.5}; \quad (11.19)$$

$$Q_{\text{опт}} = \frac{15 \cdot 10^{-8} d^3}{\rho^{0.5}} \left(\frac{p_1 - p_2}{L} \right)^{1.5} \left(1 - \frac{p_1 - p_2}{\rho g L} \right), \quad (11.20)$$

для удельного расхода газа

$$R_{\text{max}} = \frac{3,88 L^2 \rho}{d^{0.5} (p_1 - p_2) \lg \frac{p_1}{p_2}}; \quad (11.21)$$

$$R_{\text{опт}} = R_{\text{max}} \left(1 - \frac{p_1 - p_2}{\rho g L} \right) = \frac{0,388 L (\rho g L - p_1 + p_2)}{d^{0.5} (p_1 - p_2) \lg \frac{p_1}{p_2}}. \quad (11.22)$$

В этих формулах Q дано в т/сут; d — в мм; ρ — в кг/м³; p — в Па; L — в м; R — в м³/т.

На рис. 11.6 показаны графики изменения Q_{max} и $Q_{\text{опт}}$ в зависимости от ξ для подъемника с $d_y = 73$ мм и плотностью жидкости $\rho = 900$ кг/м³. Как видно из рисунка, с увеличением суммарного напора, расходуемого на единицу длины подъемника, возрастает максимальная пропускная способность подъемника.

При оптимальном же режиме работы подъемника максимальный дебит, соответствующий примерно 200 т/сут, будет достигнут при $\xi = 0,6$.

§ 2. УСЛОВИЯ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Энергия, затрачиваемая на подъем 1 т нефти при фонтанной эксплуатации, определяется по формуле

$$W_1 = 10^3 \frac{p_{\text{заб}} - p_y}{\rho} + 9,81 \cdot 10^4 G_0 \ln \frac{p_{\text{заб}}}{p_y} + A_1, \quad (11.23)$$

где $p_{\text{заб}}$ и p_y — соответственно забойное и устьевое давления, МПа; ρ — плотность нефти, кг/м³; G_0 — газовый фактор, м³/т; A_1 — энергия газа, выделившегося из нефти при изменении давления от $p_{\text{заб}}$ до p_y , Дж.

Если к забою скважины совершенно не поступает газ, то для обеспечения фонтанирования при недостаточной энергии гидростатического напора в скважину нужно нагнетать газ с поверхности. В этих условиях для подъема 1 т нефти затрачивается энергия

$$W_2 = 10^3 \frac{p_{\text{заб}} - p_y}{\rho} + 9,81 \cdot 10^4 R_0 \ln \frac{p_{\text{заб}}}{p_y}, \quad (11.24)$$

где R_0 — удельный расход нагнетаемого газа, м³/т.

Очевидно, что фонтанирование скважины возможно при соблюдении условия

$$W_1 \geq W_2. \quad (11.25)$$

Подставив значения W_1 и W_2 из формул (11.23) и (11.24) в формулу (11.25), получим

$$9,81 \cdot 10^4 G_0 \ln \frac{p_{\text{заб}}}{p_y} + A_1 \geq 9,81 \cdot 10^4 R_0 \ln \frac{p_{\text{заб}}}{p_y}. \quad (11.26)$$

Количество газа, выделившегося при подъеме жидкости от забоя до устья при изменении давления от $p_{\text{заб}}$ до p_y

$$V = 10^3 \frac{\alpha}{\rho} (p_{\text{заб}} - p_y), \quad (11.27)$$

где α — коэффициент растворимости газа, м³/(м³·Па).

Давление в фонтанных трубах по мере подъема газожидкостной смеси уменьшается от $p_{\text{заб}}$ до p_y . Следовательно, среднее изменение давления в стволе подъемных труб будет

$$\Delta p_{\text{ср}} = \frac{p_{\text{заб}} - p_y}{2}. \quad (11.28)$$

Поэтому приближенно можно принять, что только половина выделившегося газа, определяемого выражением (11.27), участвует в работе по подъему жидкости.

Учитывая, что общее количество газа, получаемого с 1 т жидкости на поверхности (газовый фактор)

$$G'_0 = G_0 + 10^3 \frac{\alpha}{\rho} p_{\text{заб}}. \quad (11.29)$$

Подставляя значение (11.27) и учитывая (11.28) и (11.29), уравнение (11.26) можно записать

$$\left(G'_0 - 10^3 \frac{\alpha}{\rho} p_{\text{заб}}\right) \ln \frac{p_{\text{заб}}}{p_y} + 10^3 \frac{\alpha}{\rho} \frac{(p_{\text{заб}} - p_y)}{2} \ln \frac{p_{\text{заб}}}{p_y} \geq R_0 \ln \frac{p_{\text{заб}}}{p_y}. \quad (11.30)$$

Минимальное количество энергии на подъем 1 т нефти затрачивается при оптимальном режиме работы подъемника, так как в этом случае удельный расход газа достигает минимального значения. Подставляя в уравнение (11.30) вместо R_0 значение $R_{\text{овт}}$ из (11.22) и проводя некоторые преобразования, получим условия фонтанирования

$$G'_0 - 10^3 \frac{\alpha}{\rho} \frac{(p_{\text{заб}} - p_y)}{2} \geq \frac{0,388L [\rho gL - (p_{\text{заб}} - p_y)]}{d^{0,5} (p_{\text{заб}} - p_y) \lg \frac{p_{\text{заб}}}{p_y}}. \quad (11.31)$$

Если вместе с нефтью добывается вода, то газовый фактор

$$G'_0 = \frac{V_r}{Q_n - Q_v}, \quad (11.32)$$

где V_r — объем газа, выделившегося из нефти и воды, м³; Q_n — количество нефти, т; Q_v — количество воды, т.

В промысловой практике газовый фактор относится к 1 т нефти, поэтому

$$G'_0 = G_{\text{он}} \left(1 - \frac{n_v}{100}\right), \quad (11.33)$$

где $G_{\text{он}}$ — газовый фактор, отнесенный к 1 т нефти; n_v — количество воды в добываемой жидкости, мас. %.

При наличии воды средний объем растворенного в нефти газа также надо отнести к 1 т жидкости. Тогда окончательное условие фонтанирования будет

$$\left(1 - \frac{n_v}{100}\right) \left[G_{\text{он}} - 10^3 \frac{\alpha}{\rho} \frac{(p_{\text{заб}} + p_y)}{2}\right] \geq \frac{0,388L [\rho gL - (p_{\text{заб}} - p_y)]}{d^{0,5} (p_{\text{заб}} - p_y) \lg \frac{p_{\text{заб}}}{p_y}}. \quad (11.34)$$

В соотношении (11.34) предполагается, что колонна фонтанных труб спущена до забоя скважины. Поэтому давление у башмака равно забойному давлению. Из этого соотношения можно сделать следующие выводы:

1. С увеличением содержания воды в добываемой жидкости количество энергии на забое скважины уменьшается, что приводит к созданию условий, способствующих прекращению фонтанирования скважины.

2. Уменьшение пластового давления также создает условия для прекращения фонтанирования скважины.

Если в фонтанных скважинах $p_{\text{заб}} > p_{\text{нас}}$, то газожидкостная смесь начинает двигаться с некоторого интервала скважины

$$L = H - \frac{p_{\text{заб}} - p_{\text{нас}}}{\rho g}, \quad (11.35)$$

где H — глубина скважины, м.

Из этого уравнения можно определить минимальное значение забойного давления, при котором еще будет происходить фонтанирование скважин

$$p_{\text{заб}} = (H - L) \rho g + p_{\text{нас}}. \quad (11.36)$$

§ 3. ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Оборудование фонтанных скважин подразделяют на подземное и наземное. К подземному оборудованию относят насосно-компрессорные трубы, из которых состоит фонтанный подъемник; к наземному — колонную головку, фонтанную арматуру и выкидные линии.

Колонна фонтанных труб, спускаемых в скважину, служит для подъема жидкости и газа на поверхность, предохранения колонны обсадных труб от коррозионного и эрозийного износа при добыче нефти, содержащей воду и песок, регулирования режима работы фонтанной скважины, предупреждения образования на забое столба воды или песчаной пробки, глушения скважины закачкой жидкостей глушения, промывки скважины и обработки призабойной зоны пласта с применением различных методов воздействия; предохранения обсадной колонны от высокого давления, возникающего при обработке скважин.

Для оборудования фонтанных скважин применяют бесшовные, т. е. цельнотянутые насосно-компрессорные трубы диаметром 38, 50, 63, 73, 89, 102 и 114 мм с толщиной стенок от 4 до 7 мм, длиной 5,5—10 м (в среднем 8 м). Трубы изготавливают из сталей группы прочности Д, К, Е, Л, М с высокими механическими свойствами.

Насосно-компрессорные трубы выпускают двух типов: с высаженными наружу концами и гладкие (одинакового размера по всей длине) (рис. 11.7). Гладкие трубы неравнопрочные: прочность их в нарезанной части составляет 80—85 % прочности ненарезанной части. У труб с высаженными наружу концами прочность в нарезанной части равна прочности тела трубы в гладком месте.

В табл. 4 приведены предельные глубины спуска неравнопрочных и равнопрочных НКТ, изготовленных из высококачественной стали при запасе прочности 1,5. Глубина спуска фонтанных труб в скважину зависит от давления насыщения, обводненности скважин и устойчивости пород призабойной зоны пласта. Если скважина эксплуатируется при забойном давлении выше давления насыщения, фонтанные трубы спускают на глубину, где давление равно давлению насыщения. Если при эксплуатации скважин выделение газа из нефти происходит на забое или из пласта вместе с нефтью поступает пластовая вода или песок, фонтанные трубы спускаются до забоя. Однако для

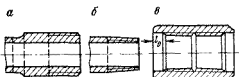


Рис. 11.7. Насосно-компрессорные трубы и муфта.

Трубы *а* — с высеченными концами; *б* — гладкостенные; *в* — соединительная муфта

предупреждения разрушения нижней части колонны насосно-компрессорных труб песком или их прихвата башмак фонтанных труб устанавливают на уровне верхних перфорационных отверстий.

Оптимальный коэффициент полезного действия достигается при од-

ном определенном диаметре подъемных труб (см. рис. 11.3). Диаметр подъемных труб определяют из формулы (11.20)

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho L}{p_1 - p_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{QgL}{\rho gL - (p_1 - p_2)}} \quad (11.37)$$

Т а б л и ц а 4

Номинальный диаметр, мм	Группа прочности	Глубина спуска труб, м	
		неравнопрочных	равнопрочных
63	Д	2050	3000
	Е	3100	4500
73	Д	2150	3100
	Е	3100	4500

Если вычисленный диаметр подъемных труб не совпадает со стандартным, то выбирают трубы ближайшего стандартного диаметра или применяют ступенчатую колонну, состоящую из труб двух диаметров: внизу — меньший, а сверху — больший. Пропорционально разности диаметров определяют длину составных частей колонны труб

$$l = L \frac{d - d_1}{d_2 - d_1}, \quad (11.38)$$

где L — общая длина колонны подъемных труб, м; l — длина верхней части колонны труб большого диаметра, м; d — вычисленный диаметр, мм; d_1 — ближайший меньший диаметр труб (нижней ступени), мм; d_2 — ближайший больший стандартный диаметр труб (верхней ступени). При этом $d_2 > d > d_1$.

После расчета диаметра подъемника проверяют его максимальную пропускную способность (дебит скважины) по формуле (11.20). Если вычисленный дебит окажется меньше запроектированного в начальный период фонтанирования, то по формуле (11.19) необходимо определить диаметр подъемных труб для начальных условий фонтанирования на режиме $Q_{\max}$:

$$d = 188 \sqrt{\frac{L}{p_1 - p_2}} \cdot \sqrt[3]{Q_{\max} \rho^{0.5}}. \quad (11.39)$$

Подъемник с диаметром труб, определенным по формуле (11.39), не будет работать с максимальным к. п. д. в конце фонтанирования, которое прекратится несколько раньше, чем при подъемнике, выбранном для работы на оптимальном режиме. Поэтому для продления срока фонтанирования целесообразно заменять подъемник с большими диаметрами труб на подъемник с меньшими диаметрами труб.

Фонтанная арматура служит для герметизации устья скважины, направления движения газожидкостной смеси в выкидную линию, регулирования и контроля режима работы скважины созданием противодавления на забое.

Фонтанную арматуру собирают из различных фланцевых тройников, крестовиков и запорных устройств (задвижек или кранов), которые соединяют между собой с помощью болтов. Герметизируют соединения металлическим кольцом с овальным поперечным сечением, которое вставляют в канавки на фланцах и затем стягивают болтами.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки. Трубную головку устанавливают на колонную головку. Она предназначена для подвески фонтанных труб и герметизации кольцевого пространства между фонтанными трубами и эксплуатационной колонной, а также для проведения различных технологических процессов, связанных с освоением и промывкой скважины, удалением отложений парафина из фонтанных труб, песка с забоя и т. д.

Трубная головка (рис. 11.8) состоит из крестовика 1, тройника 3 и переводной катушки 5. Тройник устанавливают при оборудовании скважин двухрядным подъемником. При этом первый ряд труб крепится к переводной катушке с помощью переводной втулки 4, а второй ряд труб — с помощью переводной втулки 2. При оборудовании скважин только одним рядом фонтанных труб тройник на арматуре не устанавливают.

На крестовике и тройнике трубной головки ставят запорные задвижки 12, которые служат для соединения технологического

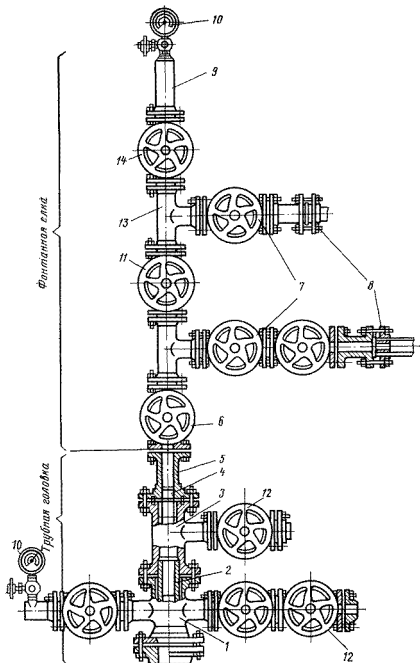


Рис. 11.8. Фонтанная арматура тройниковая:

1 — крестовик, 2, 4 — переводные втулки, 3 — тройник, 5 — переводная катушка, 6 — центральная задвижка, 7 — задвижки, 8 — штуцеры, 9 — буферная заглушка, 10 — манометр, 11 — промежуточная задвижка, 12 — задвижка, 13 — тройники, 14 — буферная задвижка

оборудования межтрубным или кольцевым пространством, а также для их герметизации.

Фонтанная елка устанавливается на трубную головку. Она предназначена для направления продукции скважин в выкидные линии, регулирования отбора жидкости и газа, проведения различных исследовательских и ремонтных работ, а также при необходимости для закрытия скважины.

Фонтанная елка состоит из тройников 13, центральной задвижки 6, буферной задвижки 14, задвижек 7 на выкидных линиях для перевода работы скважины на одну из них. Буферная задвижка 14 служит для перекрытия и установки лубрикатора, который применяется для спуска в скважину скребков, различных скважинных измерительных приборов под давлением, не останавливая работу фонтанной скважины. При эксплуатации скважины на буферную задвижку устанавливают буферную заглушку с манометром 10.

Все задвижки фонтанной елки, кроме задвижек на одной из выкидных линий, при работе скважины должны быть открыты. Центральную задвижку 6 закрывают лишь в аварийных случаях, направляя жидкость через межтрубное пространство в выкидные линии трубной головки.

При работе скважины газожидкостная смесь из подъемных труб через открытую центральную задвижку направляется в один из выкидов и далее по выкидному трубопроводу в групповые сепарационные замерные установки. Для регулирования режимов работы фонтанных скважин созданием противодействия на забое на выкидах фонтанной елки устанавливают различной конструкции штуцеры 8, которые представляют собой втулки с калиброванными отверстиями от 1,5 до 20 мм.

Штуцеры выпускаются дискового или втулочного типов. Штуцеры дискового типа применяют на скважинах, работающих без песка, а втулочного типа — на скважинах, работающих с песком. Для продления сроков службы втулочные штуцеры изготавливают из высокопрочных сплавов — победита или самокала — или из керамики, термостойкой или износостойкой пластики.

Фонтанную арматуру различают между собой по прочностным и конструктивным признакам: по рабочему или пробному давлению, размерам проходного сечения ствола, конструкции фонтанной елки и числу спускаемых в скважину рядов фонтанных труб, виду запорных устройств.

Отечественные заводы выпускают фонтанную арматуру на рабочие давления от 7 до 100 МПа. Арматуру на рабочее давление 100 МПа можно использовать на сверхглубоких скважинах или на скважинах с аномально высокими пластовыми давлениями. Для большинства фонтанных скважин преимущественно применяют арматуру на рабочие давления от 7 до 35 МПа. По размерам проходного сечения фонтанной елки фон-

танную арматуру выпускают с диаметрами от 50 до 150 мм. Арматура с диаметрами 100 и 150 мм предусмотрена для высокодебитных газовых скважин.

По конструкции фонтанной елки фонтанную арматуру выпускают крестовикового (рис. 11.9) и тройникового (см. рис.

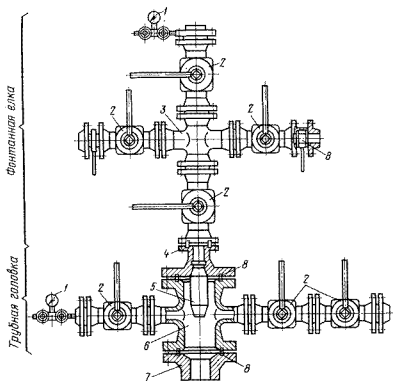


Рис. 11.9. Фонтанная арматура крестовиковая:

1 — манометры, 2 — крановые задвижки, 3, 6 — крестовик, 4 — катушка, 5 — патрубок, 7 — колонная головка; 8 — уплотнительное кольцо

11.8) типов, а по числу спускаемых в скважину рядов фонтанных труб — однорядную и двухрядную.

Как видно из рисунков, фонтанная арматура крестовикового типа значительно ниже арматуры тройникового типа, в связи с чем более удобна в эксплуатации и менее металлоемка. Вместе с тем она имеет существенный недостаток — при выходе из строя стволового крестовика приходится глушить скважину или перекрывать центральную задвижку. Поэтому крестовикового типа фонтанную арматуру не рекомендуется применять при эксплуатации пескопроявляющих скважин.

По виду запорных устройств фонтанную арматуру выпу-

скают с задвижками (см. рис. 11.8) или с запорными кранами (см. рис. 11.9). Задвижки выпускают литые и ковано-сварочные двух типов: клиновые и прямоточные с уплотнительной смазкой.

Недостаток клиновых задвижек в том, что они быстро теряют герметичность, так как уплотнительные поверхности затворов (клина и гнезда) при открытом положении подвергаются коррозии в результате контакта их с минерализованной пластовой водой, содержащейся в продукции скважины.

Прямоточная уплотняемая смазкой задвижка обладает тем преимуществом, что при движении потока через нее продукция скважин не соприкасается с уплотняющими поверхностями, благодаря чему достигается крайне незначительный износ. Задвижка двустороннего действия имеет высокую абразивную стойкость. При износе одной стороны затвора задвижку поворачивают другой стороной.

Фонтанная арматура с крановым запорным устройством, уплотняемым смазкой, имеет меньшие габаритные размеры, массу и обладает большой коррозионной стойкостью.

§ 4. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ

Осложнения при фонтанной эксплуатации скважин могут быть связаны со скоплением воды на забое, образованием песчаных пробок на забое или в стволе скважины, с отложениями солей и парафина в подъемных трубах и пульсацией скважин при выделении свободного газа из нефти под башмаком подъемных труб.

С целью уменьшения содержания воды в извлекаемой продукции и продления сроков безводного периода фонтанирования эксплуатацию скважин проводят при ограниченных дебитах. Однако при уменьшении скоростей подъема жидкости по стволу скважины происходит скопление воды на забое, что приводит к увеличению забойного давления и снижению дебита скважины вплоть до прекращения ее фонтанирования. Для предупреждения скопления на забое и обеспечения выноса ее на поверхность увеличивают скорости подъема жидкости из скважины, спуская фонтанные трубы до забоя. О скоплении воды на забое судят по уменьшению давлений как в межтрубном пространстве, так и в подъемных трубах, что контролируется манометрами, установленными на выкиде трубной головки и на буфере фонтанной елки.

Основная причина поступления песка в скважину — неустойчивость пород призабойной зоны пласта к размыву. Для предупреждения осложнений, связанных с поступлением песка из пласта, ограничивают отбор жидкости из скважины с таким расчетом, чтобы скорости фильтрации жидкости в призабой-

ной зоне пласта не превышали критических скоростей разрушения пород. С целью увеличения депрессии на пласт, а следовательно, и возможности эксплуатации скважины с более высокими дебитами, на пескопроявляющих скважинах проводят крепление неустойчивых пород призабойной зоны или на забое устанавливают специальные фильтры. Чтобы не допустить образования песчано-глинистых пробок в скважине, подъемные трубы спускают до забоя.

Опыт разработки месторождений с неустойчивыми коллекторами показывает, что интенсивность выноса песка из пласта в скважину увеличивается с ростом обводненности скважин. Поэтому при появлении в продукции скважины воды необходимо срочно проводить работы по изоляции притоков пластовых вод.

Одна из причин образования песчаных пробок в скважине — разъедание штуцера песком. В результате происходят неуправляемые увеличения дебита скважины и скоростей фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта, что обуславливает интенсивный вынос песка в скважину. Однако при этом скорости подъема жидкости в скважине остаются еще низкими и песок оседает на забое. В случае закупоривания или разъедания штуцера песком необходимо направить фонтанную струю на запасной выкид и тут же очистить или сменить штуцер.

Песчаные пробки из подъемных труб удаляют посредством прокачки в скважину нефти насосами по схеме обратной промывки. Для разрушения песчаной пробки на забое скважину некоторое время эксплуатируют без штуцера, что позволяет увеличить скорости движения струи жидкости через песчаную пробку и размывать ее. Также хорошие результаты получаются при одновременной подкачке нефти через межтрубное пространство.

Если после образования песчаной пробки на забое или в подъемных трубах наблюдается некоторая циркуляция жидкости в скважине, в подъемные трубы закачивают слабый раствор соляной кислоты с таким расчетом, чтобы он не попал в призабойную зону пласта. Затем в межтрубное пространство закачивают нефть, разрушают песчаную пробку и вымывают песок на поверхность. В случае проникновения солянокислотного раствора в призабойную зону могут возникнуть дополнительные осложнения, связанные с возможностью диспергации песка и глинистого материала в результате растворения цементирующего материала пород пласта.

Если вышеописанными операциями не удастся ликвидировать песчаную пробку, фонтанную скважину передают на капитальный ремонт для проведения более сложных работ.

При проведении работ по ликвидации осложнений, связанных с пескопроявлениями, фонтанирующую скважину не рекомендуют останавливать, так как это может привести к обра-

зованию новых песчаных пробок в подъемных трубах или на забое. Контроль за работой фонтанной скважины, на которой наблюдается вынос песка, проводят по показаниям манометров, установленных на буфере и на выкиде трубной головки. Если песчаная пробка образовалась на забое, то буферное давление и давление в межтрубном пространстве снижаются и одновременно снижается и дебит скважины. Снижения давления на буфере и дебита скважины с одновременным повышением давления в межтрубном пространстве указывают на образование песчаной пробки в подъемных трубах. А резкое повышение давления на буфере и в межтрубном пространстве при одновременном снижении или прекращении дебита указывает на засорение или закупоривание штуцера или выкидной линии песком или глинистым материалом.

Нефти многих месторождений содержат в своем составе от следов до 30 % и более смолопарафиновых отложений, представляющих собой сложную смесь высокомолекулярных углеводородов: парафинов, смол, асфальтенов и механических примесей.

В группу парафинов входят твердые углеводороды от $C_{17}H_{36}$ до $C_{71}H_{144}$. Плотность парафина в твердом состоянии колеблется в пределах от 865 до 940 кг/м³. Чистые парафины — белые кристаллические вещества, которые при определенных термодинамических условиях пласта находятся в растворенном состоянии. Однако в процессе фонтанирования скважины, за счет теплопередачи в окружающую среду, падения давления и выделения растворенного газа в подъемных трубах, происходит охлаждение нефти. При снижении температуры нефти ниже определенного критического значения парафин кристаллизуется на стенках подъемных труб. В результате уменьшаются диаметры проходных сечений подъемных труб вплоть до полного закупоривания их парафином.

Интенсивность отложения парафина в подъемных трубах зависит от следующих факторов.

1. Шероховатость стенок труб, способствующая выделению газа из нефти и ее охлаждению. В результате растворимость парафина в нефти ухудшается и скорость отложений увеличивается. Однако увеличение скорости потока газожидкостной смеси может несколько замедлить рост парафиновых отложений.

2. Растворяющая способность нефти по отношению к парафинам. На основе лабораторных исследований и практики установлено, что в высокомолекулярных (тяжелых) нефтях растворимость парафина снижается. Поэтому интенсивность отложения парафина в таких нефтях повышается.

3. Концентрация парафиновых соединений в нефти. Чем выше эта концентрация, тем интенсивнее откладывается на стенках труб парафин.

4. Температура кристаллизации парафинов. Кристаллизация парафинов, т. е. образование твердой фазы, происходит при разных температурах. Первые кристаллы парафина образуются на стенках, так как работа, затрачиваемая на образование твердой фазы на границе двух фаз (жидкость — стенка трубы), наименьшая, и температура стенки трубы ниже температуры потока. Интенсивность образования кристаллов парафина в нефти увеличивается, если в жидкости имеются механические примеси, которые являются центрами кристаллизации.

5. Темп снижения давления в потоке нефти. Чем больше перепад давления, тем интенсивнее происходит выделение газа из нефти, способствующее понижению температуры нефтегазового потока. Кроме того, разгазирование нефти влечет за собой выделение легких фракций, являющихся лучшими растворителями парафиновых соединений.

6. Скорость нефтегазового потока. На основе опыта эксплуатации месторождений с высокопарафинистыми нефтями установлено, что, чем ниже скорость потока, тем больше толщина отложения парафина.

7. Наличие в нефти воды. Поверхности металла лучше смачиваются водой, чем нефтью. Поэтому между основным потоком, содержащим парафины, и поверхностями подъемных труб образуются тонкие гидратные слои, на которых кристаллы парафина не откладываются.

В зависимости от физико-химических свойств нефти и парафинов борьбу с отложениями парафина на промыслах проводят в двух направлениях:

периодически очищают подъемные трубы от парафиновых отложений;

создают такие условия, при которых предотвращаются отложения парафина в трубах.

Способы очистки подъемных труб от отложений парафина подразделяются на тепловые, химические и механические.

При тепловом методе очистки подъемных труб от парафина в межтрубное пространство без остановки скважины закачивают пар или горячие углеводороды. Пар закачивают с применением специальной паровой передвижной установки (ППУ), смонтированной на шасси автомашины. Эту установку используют также для нагрева нефти и конденсата. Закачку горячей нефти или конденсата проводят передвижными насосными агрегатами. Расплавленный парафин выносится потоком нефти на поверхность. При этом происходит расплавление парафина и в выкидных линиях.

Сущность **химического способа борьбы с отложениями парафина** сводится к тому, что с помощью насосов-дозаторов в межтрубное пространство при работе скважины подают легкую углеводородную жидкость (конденсат, нестабильный бензин) или ПАВ. При подаче легких углеводородов происходит раство-

рение парафинов, в результате чего температура кристаллизации их снижается. Введенные в поток нефти ПАВ, адсорбируясь на твердых частицах парафина, затормаживают или полностью прекращают рост его кристаллов, в результате чего затрудняется осаждение парафина из потока нефти и образование твердых отложений.

За рубежом широкое применение находят различного рода химические реагенты, которые носят название **смачивающих реагентов или диспергаторов**. Смачивающие реагенты способны покрывать поверхность труб тонкой пленкой, препятствующей отложению парафина, выпавшего из раствора. Диспергаторы препятствуют слипанию молекул парафина на всем пути от забоя скважины до установок подготовки нефти и далее до завода.

На многих месторождениях нашей страны для удаления парафина со стенок труб применяются **автоматические депарафинизационные установки (АДУ)** с механическими скребками различной конструкции, которые работают без остановки фонтанной скважины. Установка последней конструкции АДУ-3 состоит из лебедки с намотанной на ее барабан скребковой проволокой, электродвигателя и станции управления, размещенных в специальной будке около скважины. Для спуска скребка в скважину на верхней ствольной задвижке вместо буфера устанавливают лубрикатор с роликом и сальниковым уплотнением.

Автоматический спуск скребка осуществляется под действием собственного веса и веса специального груза (100 Н), подвешенного к нижней части скребка, по команде блока местной автоматики (БМА) станции управления, осуществляемой по заранее заданной программе в зависимости от интенсивности отложения парафина в подъемных трубах. Периодичность спуска колеблется от 2 до 24 ч и более. После достижения скребком заданной глубины спуск прекращается, автоматически включается в работу электромотор и скребок поднимается лебедкой до устья скважины. Подъем прекращается также автоматически после прохождения скребком индукционного датчика, установленного после рабочей струны фонтанной арматуры. До начала нового спуска скребок находится в подвешенном состоянии в лубрикаторе.

На рис. 11.10 показан скребок переменного сечения с неподвижным 4 и подвижным 5 ножами, который спускается в подъемные трубы на скребковой проволоке. Нож 4 раздвигается во время подъема под действием своего веса и трения о стенки труб, в результате чего диаметр окружности подвижного и неподвижного ножей становится примерно равным внутреннему диаметру труб. При спуске скребка подвижный нож, смещаясь по наклонным прорезам, поднимается вверх и диаметр скребка становится меньше на 10—20 мм диаметра насосно-компрессорных труб. Обычно в скважину спускают два скребка, соединен-

ных между собой последовательно с помощью скобы. Поскольку подвижные и неподвижные ножи обоих скребков повернуты относительно друг друга на 180° , при подъеме скребков парафин срезается со всей поверхности трубы.

К недостаткам механической очистки подъемных труб от парафина следует отнести то, что у каждой скважины приходится иметь дополнительное оборудование, которое необходимо обслуживать и которое является источником дополнительных неполадок при эксплуатации скважин (обрыв проволоки, выход из строя отдельных узлов и др.).

Наиболее эффективный способ борьбы с отложениями парафина в подъемных трубах — нанесение на их поверхности защитных покрытий (специальные лаки, эмаль и стекло). В результате получают гладкие поверхности, на которых парафин не откладывается, что объясняется небольшими силами сцепления между частицами парафина и гладкой поверхностью покрытия, плохой смачиваемостью поверхностей покрытия нефтью и лучшей их смачиваемостью водой, а также диэлектрическими свойствами покрытий. Кроме того, частицы парафина легко смываются с поверхностей гладких покрытий потоком жидкости.

Осложнения, связанные с пульсацией скважины, объясняются следующим. Если при эксплуатации фонтанных скважин башмак подъемных труб установлен на глубине, где давление ниже давления насыщения, из нефти выделяется свободный газ, часть которого накапливается в межтрубном пространстве. По мере повышения давления газа в межтрубном пространстве происходят отеснение нефти и прорыв этого газа через башмак в подъемные трубы. Прорыв газа сопровождается резкими снижениями забойного давления, что обуславливает нарушение нормальной работы скважин. Такое явление называется пульсацией. Пульсация скважины приводит к разрушению неустойчивых пород призабойной зоны и к пробкообразованию в скважине. При резком снижении забойного давления также происходит интенсивное выделение газа из нефти, охлаждение газонефтяного потока и более интенсивное отложение парафина на стенках подъемных труб и манифольда.

Борьбу с пульсацией в фонтанных скважинах проводят с применением одного из перечисленных методов.

1. Спуск фонтанных труб до интервала, где давление ниже давления насыщения.



Рис. 11.10 Скребок переменного сечения:

1 — головка, 2 — корпус,
3 — наклонные прорези, 4 —
неподвижный нож; 5 —
подвижный нож, 6 — скоба

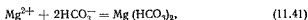
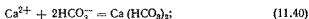
2. Периодический отбор газа из межтрубного пространства, которое соединяют с выкидной линией патрубком. На нем устанавливают регулятор давления.

3. Изолирование межтрубного пространства у башмака подъемных труб пакером, что позволяет направить свободный газ в подъемные трубы и повысить эффективность работы газожидкостного подъемника.

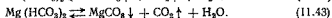
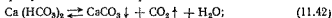
4. Установка в нижней части подъемных труб башмачной воронки, что также позволяет лучшим образом использовать энергию расширения свободного газа для подъема газожидкостной смеси. Скважины, оборудованные башмачной воронкой, дольше фонтанируют.

5. Установка на расстоянии 30—40 м от башмака труб концевой клапана, открывающегося после оттеснения жидкости и создающего перепад давления 0,1—0,15 МПа. Газ через концевой клапан прорывается в подъемные трубы и также совершает полезную работу по подъему газожидкостной смеси по трубам.

При эксплуатации обводненных скважин происходит отложение солей в призабойной зоне пласта, на забое и в подъемных трубах. В пластовой воде содержатся как растворимые (CaCl_2 , MgCl_2 , NaCl), так и не растворимые соли (CaCO_3 , MgCO_3 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, MgSO_4 , BaSO_4 , CaSiO_3 , MgSiO_3 и т. д.). Основная причина образования и отложения этих солей при добыче обводненной нефти — это нарушение карбонатного равновесия, обусловленное снижением температуры и давления. При наличии в пластовых водах одновременно ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- образуются очень непрочные бикарбонаты кальция и магния



равновесие которых поддерживается растворенным в воде углекислым газом. При движении газожидкостной смеси давление в фонтанных скважинах понижается, из воды выделяется углекислый газ и образуются осадки карбонатных солей



При снижении температуры потока равновесие реакций (11.42) и (11.43) сдвигается влево, поскольку в этих условиях уменьшается выделение из раствора CO_2 и выпадение солей из раствора затормаживается.

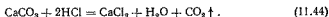
Таким образом, падение давления газожидкостной смеси в трубах интенсифицирует образование осадков солей, а снижение температуры, наоборот, тормозит этот процесс. Однако при падении давления сдвиг реакции вправо происходит более интенсивно, чем сдвиг реакции влево при снижении темпера-

туры. В этом и заключается основная причина отложения солей в скважинах.

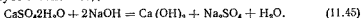
Борьбу с отложениями солей при фонтанной эксплуатации ведут химическими, физическими и механическими методами.

Для борьбы с водонерастворимыми отложениями карбонатных солей CaCO_3 и MgCO_3 и сульфатных солей CaSO_4 и MgSO_4 в межтрубное пространство вводят растворы гексаметафосфата натрия $(\text{NaPO}_3)_6$ и триполифосфата натрия $(\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10})$. Сущность этого метода заключается в том, что при образовании кристаллов карбонатов и сульфатов они тут же сорбируют из раствора гексаметафосфат или триполифосфат натрия, в результате чего на их поверхностях возникает коллоидная оболочка, препятствующая их прилипанию к поверхностям труб и слипанию между собой. Расход реагентов очень небольшой — не превышает 0,1 мас. % от добываемой минерализованной воды.

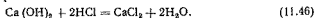
С отложениями карбонатных солей как на стенках труб в скважине, так и в призабойной зоне пласта также легко можно бороться, используя 12—15 %-ный солянокислотный раствор



А для удаления отложений сульфатных солей применяют раствор каустической соды



Сульфат натрия Na_2SO_4 хорошо растворяется в воде. А гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ представляет собой рыхлую массу, частично выносимую потоком, частично разрушаемую при солянокислотной обработке



Борьбу с отложениями солей в фонтанных скважинах также можно вести и физическими методами. Один из таких перспективных методов — применение магнитного поля, сущность которого сводится к следующему. При обработке потока обводненной нефти магнитным полем создаются условия для более быстрого выращивания кристаллов солей, которые затем в виде аморфного шлака выносятся вместе с потоком на поверхность. Возможность применения этого метода доказана многочисленными лабораторными опытами. Однако надежной технологии обработки фонтанных скважин магнитным полем пока еще не разработано.

На практике нередки случаи, когда отложения гипса с некоторым содержанием сульфата бария полностью закрывают диаметры подъемных и обсадных труб. Такие трубы считаются непригодными для использования, их поднимают и сдают в металлолом. А фильтрационную зону скважины разбуривают и подвергают химической обработке с применением растворов каустической соды и соляной кислоты.

В заключение необходимо отметить, что разработанные методы борьбы с отложениями сульфатных солей пока еще недостаточно эффективны и требуют существенного совершенствования.

§ 5. ИССЛЕДОВАНИЯ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН И УСТАНОВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ИХ РАБОТЫ

Для установления технологического режима работы фонтанных скважин проводят периодические их исследования по методу установившихся пробных откачек и методу неустано-

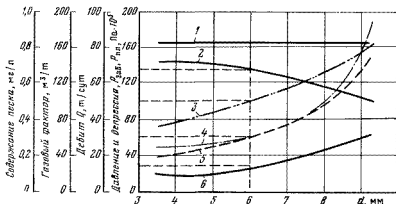


Рис. 11.11. Регулировочные кривые фонтанной скважины:

1 — пластового давления, 2 — забойного давления, 3 — дебита скважины, 4 — газового фактора, 5 — содержания песка в продукции скважины, 6 — депрессии

вившихся режимов работы. Изменение режимов работы скважин проводят сменой штуцеров.

На каждом установившемся режиме работы фиксируют дебиты скважины, забойные давления, определяют газовые факторы и отбирают пробы жидкости для определения в ней содержания воды и песка. На основе этих исследований, кроме индикаторных линий и графиков восстановления забойного давления, строят графики зависимости забойного давления и дебита нефти, газового фактора и содержания воды и песка в продукции скважины от диаметра штуцера. Эти графики называются регулировочными кривыми, характеризующими работу фонтанной скважины на каждом режиме (рис. 11.11).

Как видно из рисунка, данную скважину можно эксплуатировать при диаметре штуцера, не превышающем 6 мм. На этом режиме вынос песка не более 0,3 % (допустимый), газовый фактор постоянный (60 м³/т) при забойном давлении (12,5 МПа) ниже давления насыщения (13,5 МПа). При этих

условиях обеспечивается оптимальный дебит нефти 50 т/сут, обводненность — 6 %. Дальнейшее увеличение диаметра штуцера приведет к снижению забойного давления ниже давления насыщения и к резкому увеличению выноса песка и обводненности скважины.

Технологический режим эксплуатации фонтанных скважин геологическая служба НГДУ устанавливает ежемесячно.

Глава 12

ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

§ 1. ПРИНЦИП ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Когда пластовой энергии недостаточно для подъема жидкости с забоя, переходят на механизированный способ эксплуатации скважин. Один из механизированных способов эксплуатации скважин — газлифтный способ (рис. 12.1). Газ подается в кольцевое пространство и оттесняет жидкость в насосно-компрессорные трубы. Сжатый газ, дойдя до башмака насосно-компрессорных труб, проникает в них, газифицируя жидкость. Пузырьки газа поднимаются по насосно-компрессорным трубам, увлекая за собой жидкость. Поскольку плотность газожидкостной смеси меньше первоначальной плотности жидкости, противодавление на пласт снижается и за счет разницы между пластовым и забойным давлениями жидкость поступает из пласта в скважину.

Таким образом, принцип действия газлифта одинаков с принципом действия фонтанного лифта, так как в обоих случаях подъем жидкости с забоя на поверхность происходит за счет энергии расширения газа. Однако в отличие от фонтанной эксплуатации при газлифтном способе рабочий агент к башмаку подъемных труб вводится с поверхности или перепускается с выше- или нижележащего высоконапорного газового пласта.

В качестве рабочего агента при газлифтной эксплуатации скважин применяют природный или нефтяной углеводородный газ или воздух. В первом случае система называется газлифтом, во втором — эрлифтом. Использование воздуха в качестве рабочего агента имеет ряд существенных недостатков. Сжатый воздух в скважине смешивается с газом, выделяющимся из пласта, и вместе с нефтью поступает в газоотделители. Поэтому из газоотделителя смесь воздуха с газом вынуждены выпускать в атмосферу, при этом она увлекает с собой также и легкие составные части нефти. Смесь воздуха с газом можно использовать и как топливо, но необходимо иметь в виду, что при содержании газа в общей смеси от 6 до 15 об. % может образоваться гремучая смесь. При использовании воздуха как рабочего агента происходит окисление нефти и качество ее снижается.

Иногда в эрлифтных скважинах образуются стойкие эмульсии. Кроме того, применение воздуха приводит к интенсивной коррозии нефтепромыслового оборудования. Поэтому в настоящее время воздух в качестве рабочего агента на новых месторождениях практически не применяют. Эрлифт встречается в основном на старых промыслах Баку.

Способ эксплуатации нефтяных скважин с использованием рабочего агента, сжатого с помощью компрессоров, называется **компрессорным**. Если в качестве рабочего агента применяют природный газ высоконапорных газовых залежей, система называется **бескомпрессорным газлифтом**.

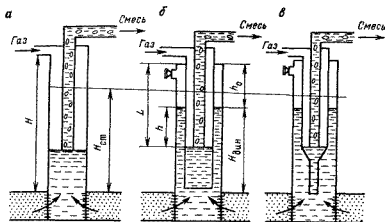


Рис. 12.1. Принципиальные схемы газлифтных скважин.
Конструкции: а — однотрубная; б — двухтрубная; в — полудвухтрубная

Газлифтный подъемник состоит из двух каналов или трубопроводов: одного для подачи рабочего агента, другого — для подъема газожидкостной смеси. Трубы, по которым закачивается рабочий агент, называются воздушными, а по которым происходит подъем газожидкостной смеси — подъемными.

Если газлифтная скважина оборудована двумя рядами труб, рабочий агент подается по кольцевому пространству между первым и вторым рядами труб, а газожидкостная смесь поднимается по подъемным трубам. При этом между обсадными трубами и вторым рядом труб устанавливается новый уровень, называемый динамическим ($H_{дин}$), который всегда ниже статического. Давление столба жидкости высотой от забоя до динамического уровня равно забойному давлению

$$p_{заб} = H_{дин} \rho g. \quad (12.1)$$

Положения статического и динамического уровней определяются соотношениями

$$H_{ст} = p_{пл} / (\rho g); \quad H_{дин} = p_{заб} / (\rho g). \quad (12.2)$$

$$h_0 = H - H_{\text{дин}} = H - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho g}, \quad (12.3)$$

где H — глубина скважины.

Давление у башмака подъемных труб

$$p_1 = (L - h_0) \rho g = h \rho g, \quad (12.4)$$

где L — длина подъемных труб; h — глубина погружения подъемных труб ниже динамического уровня.

Из формулы (12.4) следует, что глубина погружения

$$h = p_1 / (\rho g). \quad (12.5)$$

Отношение глубины погружения ко всей длине подъемных труб называется относительным погружением

$$h_{\text{от}} = h/L. \quad (12.6)$$

§ 2. КОНСТРУКЦИИ И СИСТЕМЫ ПОДАЧИ РАБОЧЕГО АГЕНТА ГАЗЛИФТНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

По числу спускаемых труб газлифтные подъемники бывают однорядные, двухрядные и полуторарядные, а по направлению рабочего агента — с кольцевой и центральной системами подачи.

При однорядном подъемнике с кольцевой системой подачи рабочего агента подъемные трубы спускают под статический уровень ($H_{\text{ст}}$) таким образом, чтобы при работе подъемника в скважине установился воображаемый динамический уровень $H_{\text{дин}}$, который обеспечивает необходимое забойное давление $P_{\text{заб}}$. Погружение труб под динамический уровень называется глубиной погружения. Газожидкостная смесь поднимается по центральным трубам. При работе такого подъемника рабочий уровень жидкости находится у башмака подъемных труб.

В однорядном подъемнике центральной системы рабочий агент нагнетается в колонну насосно-компрессорных труб, а газожидкостная смесь поднимается по межтрубному пространству. Центральную систему применяют в том случае, если в скважину нельзя спустить трубы расчетного диаметра. Кроме того, при центральной системе подачи рабочего агента достигается значительное снижение рабочего давления.

Существенные недостатки подъемников центральной системы заключаются в следующем. При эксплуатации пескопроявляющих скважин разъедаются соединительные муфты на трубах и они могут оборваться и упасть в скважину. При эксплуатации скважин, дающих парафинистую нефть, происходит отложение парафина в кольцевом пространстве, что приводит к потере подачи скважины и вызывает необходимость ее ремонта. Поэтому

на практике в большинстве случаев применяют подъемники кольцевой системы.

Принцип действия однорядного и двухрядного подъемников один и тот же. Однорядные подъемники применяют на скважинах, которые эксплуатируют без воды и песка.

Двухрядные подъемники применяют на сильно обводненных скважинах или на скважинах, склонных к пескопроявлениям. Поскольку диаметры второго ряда труб меньше внутреннего диаметра обсадных труб и они спущены до верхнего интервала перфорации скважины, резко увеличиваются скорости восходящего потока жидкости и улучшаются условия выноса песка или воды с забоя скважины на поверхность.

Существенный недостаток двухрядных подъемников — его большая металлоемкость. Для уменьшения металлоемкости, а также для лучшего обеспечения выноса песка, поступающего вместе с нефтью к забою скважины, и улучшения условий подъема воды, которая может скопиться на забое из-за большой плотности, применяют так называемые «полоторрядные» подъемники с хвостовиком, являющимся продолжением внешнего ряда труб.

Преимуществами двухрядных подъемников является то, что они работают с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а следовательно, требуется меньший расход рабочего агента.

Для оборудования скважин однорядными подъемниками применяют насосно-компрессорные трубы с условными диаметрами от 48 до 89 мм и редко 114 мм.

При двухрядном подъемнике для колонны наружного ряда применяют трубы с условным диаметром 114, 102, 89 и 73 мм, для колонны внутреннего ряда — трубы диаметром 73, 60 и 48 мм.

При выборе конструкции газлифтных скважин следует иметь в виду, что минимальный зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и наружной стенкой муфт насосно-компрессорных труб составляет 12—15 мм.

§ 3. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Основными преимуществами газлифтного способа являются: простота конструкций оборудования, в скважину не спускаются трущиеся, а следовательно, и быстрознашивающиеся механизмы;

расположение всего оборудования на поверхности, что доступно для его обслуживания и ремонта;

возможность отбора больших объемов жидкости (до 1800 — 1900 т/сут) независимо от глубины скважины и диаметра эксплуатационной колонны;

простота регулирования дебита скважин;
возможность эксплуатации пескопроявляющих и обводненных скважин;

возможность эксплуатации искривленных и наклонно-направленных скважин;

высокая температура не влияет на работу газлифтных скважин, выделяющийся из пласта газ не только не мешает нормальной эксплуатации скважин, а, наоборот, облегчает подъем жидкости на поверхность;

широкое применение в скважинах небольшого диаметра;

простота исследования скважин.

Наряду с положительными сторонами газлифтный способ обладает серьезными недостатками:

низкий к. п. д. подъемника и всей системы компрессор — скважина (при низких динамических уровнях к. п. д. подъемника часто не превышает 5 %);

большой расход труб, особенно в скважинах обводненных и склонных к пробкообразованию;

высокая стоимость первоначальных затрат на строительство дорогостоящих компрессорных станций, газораспределительных будок и разветвленной сети газопроводов;

быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти при уменьшении дебита скважин (эксплуатация малodeбитных скважин с низкими динамическими уровнями газлифтным способом невыгодна).

Однако большие капитальные вложения на строительство компрессорных станций и системы газопроводов очень быстро окупаются, себестоимость добычи нефти из газлифтных скважин быстро снижается и становится значительно ниже, чем при добыче нефти насосными способами.

По зарубежным данным дебиты газлифтных скважин очень часто выше фонтанных.

Простота обслуживания и большой межремонтный период газлифтных скважин обеспечивают высокий коэффициент эксплуатации и сравнительно низкую себестоимость. Это свидетельствует о бесспорных преимуществах газлифтного способа эксплуатации скважин по сравнению с другими механизированными способами.

В связи с указанными преимуществами в настоящее время число газлифтных скважин в нашей стране быстро увеличивается. Особенно широкое внедрение газлифт получает на месторождениях Сибири, Мангышлака, Туркмении и др. Здесь в качестве рабочего агента используется или природный газ соседних высоконапорных газовых месторождений, или природный газ выше- или нижележащих газовых залежей данного нефтегазового месторождения.

Расчет газлифтных подъемников сводится к определению диаметра и длины подъемников, оптимального количества нагнетаемого рабочего агента и давлений у башмака подъемных труб и на устье скважины.

Для расчета необходимо иметь следующие исходные данные по каждой скважине: пластовое давление и коэффициент продуктивности; допустимую депрессию или намечаемый дебит; глубину скважины и диаметр обсадной колонны; плотность жидкости; газовый фактор и растворимость газа и давление в газораспределительной системе.

Расчет газлифтных подъемников проводится по тем же формулам, которые предложены для фонтанной эксплуатации скважин.

На практике при эксплуатации газлифтных скважин дебиты могут быть неограниченными или ограниченными по геологическим или по техническим причинам.

Отбор жидкости не ограничен. Поскольку максимальный дебит скважины соответствует минимальному забойному давлению, подъемные трубы должны быть спущены несколько выше верхнего интервала перфорации. Ниже интервала перфорации трубы спускать не рекомендуется, так как рабочий агент, нагнетаемый в кольцевое пространство, будет препятствовать нормальному притоку жидкости в скважину

$$L = H - (20 - 30) \text{ м}, \quad (12.7)$$

где L — глубина спуска подъемных труб, м; H — глубина скважины, м.

Пренебрегая давлением столба газа и потерями давления на трение при движении рабочего агента по воздушным трубам, можно принять забойное давление $p_{заб}$ равным давлению у башмака подъемных труб, т. е.

$$p_{заб} \approx p_1. \quad (12.8)$$

Диаметр подъемных труб можно определить, решая совместно систему уравнений максимальной производительности подъемника (11.19) и притока однофазной жидкости в скважину (10.3):

$$Q_{\max} = \frac{15 \cdot 10^{-3} d^3}{\rho^{0.5}} \left(\frac{p_1 - p_2}{L} \right)^{1.5} = K (p_{пл} - p_{заб}), \quad (12.9)$$

где $Q_{\max}$ — максимальный дебит, м³/сут; d — диаметр подъемных труб, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; p_1 и p_2 — соответственно давления у башмака подъемных труб и на устье скважины, МПа; L — длина подъемных труб, м; K — коэффициент продуктивности, м³/(сут · МПа); $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

Максимальный диаметр подъемных труб можно определить из табл. 5 в зависимости от дебита скважины. Минимальный диаметр подъемных труб, кроме того, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Давление на устье принимают равным $p_2 \approx (0,2-0,3)$ МПа, исходя из условий обеспечения продвижения жидкости по выкидным линиям от скважины до групповых газосепараторов.

Таблица 5

$d_{\text{усл.}}$ мм	$d_{\text{вн.}}$ мм	Q , т/сут
48	40,3	20—50
60	50,3	50—70
73	59—62	70—250
89	76	250—350
114	100,3	Свыше 350

Давление у башмака подъемных труб p_1 определяют из соотношения

$$p_1 = p_{\text{раб}} - 0,4 \text{ МПа.} \quad (12.10)$$

где $p_{\text{раб}}$ — рабочее давление на выкидной линии компрессоров, МПа; 0,4 МПа — потери давления в газораспределительной сети от компрессорной станции до устья скважины. Потерями давления газа на трение и напором столба газа в воздушных трубах пренебрегают.

Удельный расход рабочего агента $R_{\text{н max}}$ определяют из формулы (11.21) с учетом объема газа, поступающего из пласта в скважину вместе с нефтью:

$$R_{\text{н max}} = R_{\text{max}} - G_0; \quad (12.11)$$

$$R_{\text{н max}} = \frac{3,88 L^2 \rho}{d^{0,5} (p_1 - p_2) \lg \frac{p_1}{p_2}} - G_0; \quad (12.12)$$

где G_0 — газовый фактор, м³/сут. Остальные обозначения прежние.

Зная $R_{\text{н max}}$, можно определить суточный расход нагнетаемого рабочего агента

$$V_{\text{н}} = Q_{\text{max}} R_{\text{н max}}, \quad (12.13)$$

Отбор жидкости ограничен. В этом случае дебиты жидкости и газа, а также соответствующие им забойные давления известны. Ранее, в гл. 11, отмечалось, что минимальный удельный расход энергии при режиме максимальной подачи обеспечивается при условии, если перепад давления на единицу длины подъемника $\phi = 0,5$, а для оптимального режима относительный

максимальный дебит будет при $\varphi=0,6$. Учитывая эти условия, длину подъемника можно определить из следующих условий:

$$\text{при } Q_{\max} \frac{p_1 - p_2}{L\rho g} = 0,5; \quad (12.14)$$

$$\text{при } Q_{\text{опт}} \frac{p_1 - p_2}{L\rho g} = 0,6. \quad (12.15)$$

По мере разработки залежи пластовое давление снижается. Следовательно, для достижения неизменного отбора жидкости необходимо поддерживать постоянную депрессию, что достигается соответствующим падением забойного давления вследствие уменьшения относительного погружения подъемника (при неизменной его длине). Это сопровождается уменьшением дебита. Поэтому нельзя ориентироваться на длительную работу подъемника при $Q_{\text{опт}}$.

Как было отмечено ранее, для получения максимального удельного расхода при режимах $Q_{\text{опт}}$ и $Q_{\max}$ значение φ должно быть равным 0,5. Следовательно, $\varphi=0,5=\frac{h}{L}$. Отсюда, предполагая, что $p_2 \ll p_1$:

$$L = 2h = 2h_0 = 2 \left(H - \frac{p_{\text{заб}}}{\rho g} \right), \quad (12.16)$$

где h — глубина погружения подъемника под динамический уровень, м; h_0 — расстояние от устья до динамического уровня, м.

По вычисленному значению L можно определить давление у башмака подъемных труб, затем и $p_{\text{раб}}$.

Далее рассчитывают диаметр подъемных труб для оптимального дебита, а затем — удельный расход нагнетаемого рабочего агента по формуле (12.12).

§ 5. ПУСК ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН И МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ПУСКОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Для пуска в эксплуатацию газлифтная скважина оборудуется арматурой, предназначенной для герметизации устья, подвески подъемных труб, ввода рабочего агента в межтрубное пространство и направления газожидкостной смеси в выкидную линию. Нередко для этой цели используют облегченную арматуру. На рис. 12.2 показана схема фланцевой арматуры для однорядного подъемника. На колонную головку 1 устанавливают крестовик 2, на который с помощью планшайбы 4 подвешивают насосно-компрессорные трубы (НКТ) 3. При кольцевой системе рабочий агент из газораспределительной будки или передвижных компрессоров высокого давления по выкидной линии 6 направляют в кольцевое пространство при открытых

задвижках 5 и 9. При этом задвижки 7, 8 и 14 закрыты. Газожидкостная смесь поднимается по НКТ и через задвижку 9 и выкидную линию 10 направляется к групповым газосепараторным установкам. Для эксплуатации скважины по центральной системе задвижки 8 и 7 открыты, а задвижки 5 и 9 закрыты. На крестовик 13 устанавливают буферную заглушку 11 с манометром 12. При необходимости спуска в скважину приборов вместо буферной заглушки 11 устанавливают лубрикатор с направляющим роликом. Герметизацию фланцевых соединений осуществляют с помощью стальных овальных колец, которые вкладывают в овальные канавки фланцев и стягивают болтами.

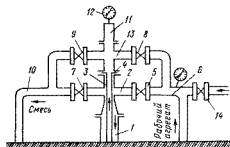


Рис. 12.2. Схема упрощенной арматуры для газлифтной эксплуатации скважины

мья рядами труб кольцевой системы. До пуска в скважине установился статический уровень $H_{ст}$. Рабочий агент вводится в кольцевое пространство. Часть жидкости вытесняется в продуктивный пласт, а часть — в подъемные трубы и межтрубное пространство. Когда рабочий агент полностью вытеснится из кольцевого пространства, давление в нем повысится до максимального, называемого пусковым (рис. 12.4):

$$p_n = (h_1 + \Delta h) \rho g; \\ h_1 = L - H_{ст}, \quad (12.17)$$

где p_n — пусковое давление, МПа; h_1 — глубина погружения подъемных труб ниже статического уровня, м; Δh — высота максимального подъема жидкости в трубах над статическим уровнем, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; L — длина подъемника, м.

Достигнув башмака колонны насосно-компрессорных труб, газ попадает в нее и, расширяясь, поднимается. Поскольку плотность газожидкостной смеси меньше плотности жидкости, уровень смеси в трубах непрерывно повышается. При достижении уровнем смеси устья скважины происходит ее выброс. Во время подъема смеси до устья скважины давление у башмака постепенно повышается, достигая максимальной величины p_n . При

выбросе оно резко падает, а затем подъемник переходит на нормальную работу при некотором установившемся рабочем давлении $p_{\text{раб}}$ (см. рис. 12.4).

Расчет пускового давления проводится исходя из высоты подъема жидкости выше статического уровня в подъемных трубах и межтрубном пространстве при поступлении из воздушных

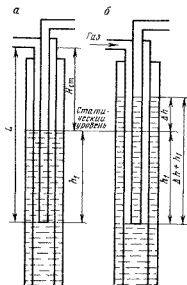
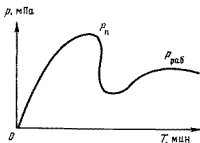


Рис. 12.3. Схема пуска газлифтной скважины:

а — до пуска, б — после достижения рабочим агентом башмака подъемных труб

Рис. 12.4. График изменения пускового давления при пуске газлифтной скважины



труб рабочего агента, возможностью поглощения жидкости пластом пренебрегают:

$$\frac{h_1 \pi (d_b^2 - d^2)}{4} = \Delta h \left[\frac{\pi d_1^2}{4} + \frac{\pi (D^2 - d_0^2)}{4} \right], \quad (12.18)$$

где d_b — внутренний диаметр воздушных труб; d — наружный диаметр подъемных труб; D — внутренний диаметр колонны обсадных труб; d_1 — внутренний диаметр подъемных труб; d_0 — наружный диаметр воздушных труб.

Решая уравнение (12.18) относительно Δh и подставляя в уравнение (12.17), получим значение пускового давления для двухрядного газлифта кольцевой системы:

$$p_n = \frac{h_1 \rho g D^2}{D^2 - d_b^2 - d_1^2}. \quad (12.19)$$

Из формулы (12.19) видно, что p_n имеет прямую связь с h_1 .

Аналогично определяют p_n в однорядном подъемнике для кольцевой системы

$$p_n = \frac{h_1 \rho g D^2}{d^2} \quad (12.20)$$

и для центральной системы

$$p_n = \frac{h_1 \rho g D^2}{D^2 - d^2} \quad (12.21)$$

Если в процессе вытеснения жидкости из воздушных труб уровень в подъемных трубах достигнет устья скважины раньше, чем рабочий агент дойдет до башмака подъемных труб, пусковое давление будет соответствовать давлению столба жидкости в подъемных трубах, т. е.

$$p_{\max} = L \rho g \quad (12.22)$$

Как видно из рис. 12.4, пусковое давление значительно больше рабочего давления. Нередко давления рабочих компрессоров, установленных на компрессорных станциях, оказываются недостаточными для пуска скважины в эксплуатацию. Поэтому пуск газлифтных скважин проводится с применением пусковых компрессоров высокого давления, установленных на компрессорных станциях, или передвижных компрессоров высокого давления. Иногда необходимо снизить пусковое давление. Имеются различные методы его снижения.

1. Метод переключения на центральную систему. Как видно из формул (12.20) и (12.21), пусковое давление в однорядных подъемниках для центральной системы меньше, чем для кольцевой. Поэтому при пуске скважины сначала рабочий агент направляют в центральные трубы и вытесняют жидкость через кольцевое пространство, а затем быстро переключают скважину на работу по кольцевой системе.

2. Метод одновременного нагнетания в скважину жидкости и газа. Для этого к межтрубному пространству подсоединяют передвижной компрессор и насосный агрегат и в скважину одновременно закачивают жидкость и газ. При попадании газожидкостной смеси в подъемные трубы происходит газирование жидкости и плотность смеси уменьшается. После достижения газожидкостной смеси устья и выброса постепенно уменьшают объем закачиваемой жидкости до полного прекращения подачи и скважину пускают в эксплуатацию.

3. Метод продавливания жидкости в пласт применяют на месторождениях с хорошей проницаемостью продуктивного пласта. В кольцевое пространство нагнетают рабочий агент до максимального давления компрессора. Затем на подводящей линии закрывают задвижку и скважину оставляют на некоторое время под давлением. Поскольку давление, поднявшееся в межтрубном пространстве, и давление столба жидкости в подъемных трубах будут больше пластового давления, жидкость из скважины начнет поступать в продуктивный пласт. Уровень жидкости в скважине снизится, что позволит при повторной подаче

рабочего агента в кольцевое пространство выдавить жидкость из подъемных труб и пустить скважину в эксплуатацию.

4. Метод применения пусковых отверстий. На подъемных трубах ниже статического уровня на определенном расстоянии друг от друга устанавливают муфты с отверстиями. В кольцевое пространство нагнетают рабочий агент и отжимают жидкость в подъемные трубы через первую муфту. Когда уровень жидкости в кольцевом пространстве снижается до первого отверстия, часть газа проникает в подъемные трубы и газует находящуюся в них жидкость. В результате происходит перемещение газожидкостной смеси до устья и ее выброс. После выброса давление над вторым отверстием снижается и происходит дальнейшее вытеснение и газирование жидкости в подъемных трубах через второе отверстие. Таким образом, уровень в скважине можно снизить до башмака подъемных труб любой длины и пустить скважину в эксплуатацию.

5. Метод применения пусковых клапанов (рис. 12.5). При использовании метода пусковых отверстий значительно увеличивается удельный расход рабочего агента, так как в процессе работы скважины газ проникает в подъемные трубы через все пусковые отверстия. Поэтому после пуска скважины в эксплуатацию пусковые отверстия необходимо закрыть. Для этой цели применяют пусковые клапаны, которые спускают в скважину установленными на насосно-компрессорных трубах в закрытом состоянии. Клапаны вступают в работу поочередно сверху вниз по мере вытеснения жидкости из кольцевого пространства, ее газирования в подъемных трубах и выброса газожидкостной смеси на поверхность. Когда уровень жидкости в кольцевом пространстве отеснен ниже клапана, газ прорывается через калибровочные отверстия ниппеля и, преодолевая силы пружины, отесняет клапан вниз и через седло клапана попадает в подъемные трубы, проходя дефлектор. Поступающий газ газует жидкость в подъемных трубах и выбрасывает ее на поверхность. Давление в подъемных трубах снижается, создается разница давлений между кольцевым пространством и подъемными трубами. Под действием силы сжатой пружины клапан закрывает седло. Максимальный перепад давления, при котором пусковой клапан открывается, равен 3,5 МПа.

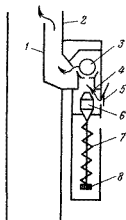


Рис. 12.5. Схема пускового клапана У-1-М:

1 — дефлектор, 2 — подъемные трубы, 3 — шаровой клапан, 4 — седло клапана, 5 — ниппель, 6 — клапан, 7 — пружина, 8 — регулировочная гайка

После закрытия клапана происходят дальнейшее оттеснение жидкости в кольцевом пространстве вниз и прорыв газа через очередной пусковой клапан. Число пусковых клапанов в скважине зависит от глубины подвески подъемных труб, диаметра обсадной колонны и статического уровня. Расстояние между клапанами определяется максимальным перепадом давления, мощностью компрессора и возможностью допустимого снижения уровня в скважине в зависимости от диаметра обсадных колонн. С увеличением глубины расстояния между клапанами уменьшаются. На последнее отверстие устанавливают концевой клапан. Пусковой клапан У-1-М можно использовать и как концевой клапан.

В настоящее время многие скважины эксплуатируются с применением пакеров, что способствует быстрому и плавному пуску скважины в работу и снижению удельного расхода газа.

§ 6. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

По мере разработки залежи пластовое давление снижается. Для поддержания высоких дебитов газлифтных скважин необходимо снижать забойное давление, что достигается увеличением относительного погружения подъемных труб. Однако при этом происходит увеличение удельного расхода рабочего агента, что приводит к увеличению эксплуатационных затрат. Поэтому малodeбитные газлифтные скважины целесообразно эксплуатировать периодически.

Наиболее простая схема периодического газлифта заключается в том, что после вытеснения жидкости рабочим агентом подача рабочего агента прекращается и кольцевое пространство сообщается с выкидной линией, и скважина оставляется для накопления жидкости. Затем снова рабочий агент подают в кольцевое пространство, накопившуюся жидкость вытесняют в подъемные трубы и выбрасывают через выкидные линии к групповым газоотделителям.

Однако описанный метод периодической эксплуатации газлифтных скважин не может быть рекомендован для массового применения.

1. В процессе продавливания жидкости из кольцевого пространства нередко забойное давление становится выше пластового и значительная часть накопленной жидкости может проникнуть обратно в пласт.

2. Поскольку после выброса жидкости из подъемных труб кольцевое пространство сообщается с выкидной линией, чрезмерно увеличивается расход рабочего агента и повышается себестоимость добытой нефти.

Для повышения эффективности периодической эксплуатации газлифтной скважины предложено оборудовать ее камерой за-

мещения (рис. 12.6, *а*). Для этого в скважину до забоя спускают два ряда concentрически расположенных насосно-компрессорных труб (НКТ), внутренние из которых используются как подъемные 1, а внешние — как воздушные 2. Нижняя часть второго ряда труб, погруженная под уровень жидкости, имеет больший диаметр и снабжена обратным клапаном 5. Эта часть труб называется камерой замещения 3.

После накопления жидкости в скважине в кольцевое пространство подается рабочий агент и жидкость из камеры заме-

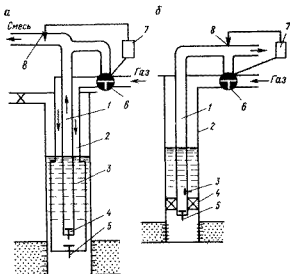


Рис. 12.6. Схемы периодической эксплуатации газлифтных скважин:
 а — камерой замещения, б — однорядными трубами с рабочим отверстием и клапаном

щения при закрытом обратном клапане 5 вытесняется в подъемные трубы и выбрасывается на поверхность. При этом исключается возможность проникновения накопленной жидкости обратно в пласт. После выброса жидкости из подъемных труб подачу рабочего агента прекращают и давление в подъемных трубах становится равным давлению в выкидных трубах. Затем снова происходит заполнение камеры замещения за счет выравнивания уровней жидкости в межтрубном пространстве и в камере замещения и за счет притока жидкости из пласта. Для уменьшения потери дебита скважины в результате стекания жидкости в подъемных трубах на башмаке рекомендуется ставить обратный клапан 4.

На линии нагнетания и линии соединения с выкидными линиями для повышения эффективности метода устанавливают трехходовой кран-отсекатель 6, который настраивается на

автоматический режим работы скважины по заданной программе с помощью датчика 8 и автоматического устройства 7.

Недостатком периодического газлифта с камерой замещения является необходимость спуска в скважину двух рядов труб. Кроме того, ограниченный размер эксплуатационной колонны часто не позволяет опускать в скважину два ряда труб. Затруднения возникают и при спуско-подъемных операциях, особенно в глубоких и искривленных скважинах. Поэтому предлагается оборудовать скважину (рис. 12.6, б) однорядным лифтом 1 с рабочим отверстием 3 и обратным клапаном 6. В нижнюю часть труб 2 устанавливают пакер 4. Межтрубное пространство в данном случае выполняет роль камеры замещения.

При необходимости на НКТ устанавливают дополнительные пусковые клапаны.

Технология периодической эксплуатации скважин однорядными трубами с пакером такая же, как и на скважинах с камерой замещения. Так же как и при камере замещения, с помощью крана-отсекателя 6, датчика 8 и автоматического устройства 7 скважина работает на автоматическом режиме по заданной программе. Преимуществом вышеописанной схемы является и то, что при одинаковых условиях на поверхность извлекается больший объем жидкости, чем при эксплуатации скважины газлифтом с камерой замещения.

Общий недостаток газлифтов с камерой замещения и с однорядными трубами и пакером — значительные расходы рабочего агента в момент продавки и вытеснения жидкости. Так как подача рабочего агента осуществляется из общей системы коммуникаций высокого давления, в ней происходит резкое падение давления, что отражается на работе других скважин.

§ 7. ПЛУНЖЕРНЫЙ ПОДЪЕМНИК

Для увеличения к. п. д. газлифтной скважины применяют плунжерный подъемник (рис. 12.7). В подъемные трубы помещают плунжер 2, в нижней части которого имеется обратный клапан 7. Под действием собственного веса клапан 7 отходит в нижнее положение и плунжер 2 падает в работающую скважину по подъемным трубам 4. При падении плунжера газожидкостная смесь проходит через седло клапана 6 и сквозное отверстие плунжера. При достижении клапаном 7 нижнего амортизатора 5 плунжер садится на него и перекрывает отверстие в седле 6. Под действием напора газа и жидкости, находящихся ниже плунжера, он поднимается вверх и проталкивает газожидкостную смесь, находящуюся выше плунжера. Когда плунжер пройдет мимо выкидной линии 3 и ударится о верхний амортизатор 1, газожидкостная смесь, находящаяся под плунжером, выбрасывается в выкидную линию; происходит падение давления в подъемных трубах. Клапан 7 при этом отходит

в нижнее положение, и плунжер снова падает по подъемным трубам вниз.

Для труб диаметром 60 мм выбирают плунжер массой около 6 кг. Зазор между плунжером и стенками труб 1,5—2 мм.

Для увеличения гидравлического сопротивления и уменьшения утечки жидкости через зазоры между плунжером и стенками труб на внешней стенке плунжера рекомендуется делать кольцевые канавки.

Плунжерный подъемник можно применять в газлифтных скважинах, в том числе и с периодической подачей рабочего агента, и в фонтанных скважинах с высоким газовым фактором. При периодическом газлифте применяют автоматические отсекатели рабочего агента.

Недостатком плунжерного подъемника является то, что в процессе эксплуатации скважины выкидная линия все время остается открытой и в лифтовых трубах не прекращается движение газа, который газифицирует жидкость. В период падения плунжера происходит значительная утечка газа через трубы. Кроме того, при эксплуатации скважин с плунжерным подъемником трудно поддерживать выбранный режим эксплуатации скважин.

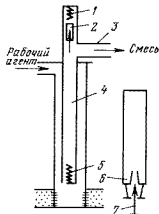


Рис. 12.7. Плунжерный подъемник

§ 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ГИДРОПАКЕРНЫМ АВТОМАТИЧЕСКИМ ПОРШНЕМ

Широкое применение на промыслах нашей страны получила эксплуатация скважин гидропакерным автоматическим поршнем (рис. 12.8). Для этого в скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ) с нижним 8 и верхним 1 амортизаторами, а на выкидной линии 3 устанавливают автоматический клапан-отсекатель 2. В подъемные трубы при закрытом клапане-отсекателе 2 бросают поршень 7 (рис. 12.8, а), который садится на нижний амортизатор. Диаметр поршня на 2—4 мм меньше внутреннего диаметра НКТ 6. При закрытом клапане-отсекателе происходит приток жидкости из пласта в скважину, причем газ в основном скапливается в межтрубном пространстве 5, где давление нарастает быстрее, чем в НКТ. Для увеличения притока газа в межтрубное пространство к нижнему амортизатору подвешивают хвостовик 9 длиной 10—15 м, диаметр которого меньше диаметра НКТ. При этом приток газа в межтрубное пространство на 80—90 % больше, чем в подъемные трубы.

Когда межтрубное давление достигает заданной величины, по команде датчика 4, установленного в межтрубном пространстве, с помощью автоматического устройства открывается клапан 2 и газ направляется в подъемные трубы. Жидкость из межтрубного пространства через зазоры между НКТ и поршнем вытесняется в подъемные трубы выше поршня. Под действием напора газа и жидкости поршень 7 поднимается по подъемным трубам, перемещая накопившуюся жидкость над собой к устью скважины (рис. 12, б). При движении поршня

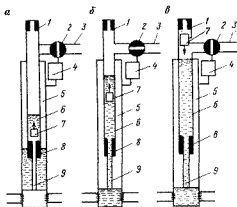


Рис. 12.8. Схема работы скважины с применением гидропакерного поршня.

Положение поршня: а — в начале процесса, б — в процессе подъема жидкости, в — в конце процесса

вверх часть жидкости через зазор стекает под поршень. Эта жидкость препятствует прорыву газа из кольцевого пространства в подъемные трубы, выполняя таким образом роль гидравлического пакера. Другая часть жидкости выталкивается поршнем через клапан-отсекатель в выкидные трубы. Затем поршень подходит к буферной камере, ударяется о верхний амортизатор 1 и под действием автоматического устройства клапан-отсекатель 2 закрывается. Поскольку в момент закрытия клапана-отсекателя давле-

ние в подъемных трубах примерно равно давлению в выкидной линии, поршень под действием силы тяжести падает до нижнего амортизатора и цикл повторяется (рис. 12, в).

Для увеличения гидравлического сопротивления, а также предупреждения прорыва газа в зазор на внешней стенке плунжера сделаны кольцевые канавки.

Периодическая эксплуатация скважины, оборудованной гидропакерным автоматическим поршнем, может происходить как за счет энергии газа, выделяющегося из пласта, так и за счет энергии газа, подаваемого в скважину с поверхности.

§ 9. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Исследование газлифтных скважин проводится по методу установившихся пробных откачек. Существуют два метода исследования газлифтных скважин: 1) метод изменения рабочего давления (метод Г. К. Максимовича) и 2) метод изменения

объемного количества газа, подаваемого в скважину (метод АзНИИ).

Метод изменения рабочего давления. При полном открытии задвижки на выкидной линии после достижения установившегося режима работы скважины фиксируют рабочее давление нагнетаемого газа $p_{\text{раб1}}$ и суточный дебит Q_1 . Затем путем прикрытия задвижки на выкидной линии на 50—70 % снижают дебит скважины. После достижения установившегося режима снова фиксируют рабочее давление нагнетаемого газа $p_{\text{раб2}}$ и суточный дебит скважины Q_2 .

Полученные данные используют для расчета коэффициента продуктивности по основному уравнению притока жидкости к скважинам

$$Q = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}). \quad (12.23)$$

При этом $p_{\text{заб}}$ заменяют на $p_{\text{раб}}$ исходя из соотношения

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{раб}} + p_r + p_{\text{тр}} + p_{\text{ж}}, \quad (12.24)$$

где $p_{\text{раб}}$ — давление нагнетаемого газа (рабочее давление), МПа; p_r — давление столба газа высотой от устья до башмака, МПа; $p_{\text{тр}}$ — давление, затраченное на преодоление сил трения при движении газа от устья до башмака, МПа; $p_{\text{ж}}$ — давление столба жидкости от башмака подъемных труб до верхних перфорационных отверстий, МПа.

Так как объемное количество рабочего агента в процессе изменения режима остается постоянным, можно считать $p_{\text{тр}}$ и p_r при различных режимах эксплуатации скважины практически неизменными. Также принимается, что средняя плотность жидкости, находящейся под башмаком подъемных труб, при различных режимах работы скважины является одинаковой.

Тогда уравнение (12.23) можно записать так:

$$Q = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{раб}}), \quad (12.25)$$

составить систему уравнений

$$Q_1 = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{раб1}}); \quad Q_2 = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{раб2}}) \quad (12.26)$$

и определить коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{Q_1 - Q_2}{p_{\text{раб2}} - p_{\text{раб1}}}. \quad (12.27)$$

Пластовое давление рассчитывают по формуле

$$p_{\text{пл}} = \frac{Q_1}{K} + p_{\text{раб1}}. \quad (12.28)$$

Для определения $p_{\text{заб}}$ пользуются формулой (12.24). При этом p_r и $p_{\text{тр}}$ пренебрегают, так как они весьма малы по сравнению с другими величинами:

$$p_{\text{заб1}} = p_{\text{раб1}} + p_{\text{ж}}, \quad (12.29)$$

где $p_{\text{ж}} = h \rho g$; h — расстояние от башмака до верхних отверстий фильтра, м; ρ — средняя плотность жидкости, кг/м³.

Метод изменения объемного количества газа. Сначала уменьшают расход рабочего агента до минимального, при котором еще наблюдается подъем жидкости с забоя скважины. После достижения установившегося режима работы скважины фиксируют объем рабочего агента V_1 , рабочее давление $p_{\text{раб}}$, дебит скважины Q_1 . Затем несколько раз увеличивают дебит скважины и после достижения установившихся режимов снова фиксируют суточные расходы рабочего агента, рабочие давления и суточные дебиты скважины. Результаты замеров наносят на график (рис. 12.9).

Постепенное увеличение расхода газа сначала приводит к увеличению дебита скважины. После достижения его максимальной величины при дальнейшем увеличении расхода рабочего агента дебит скважины уменьшается и исследование скважины прекращают.

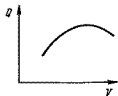


Рис. 12.9. График изменения суточного дебита скважины от объема рабочего агента

§ 10. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ И СИСТЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОЧЕГО АГЕНТА ПО СКВАЖИНАМ

В качестве рабочего агента при газлифтной эксплуатации применяют сжатый воздух или сжатый газ. Работа компрессоров с использованием в качестве рабочего агента углеводородного газа более безопасна, так как исключается возможность образования гремучей смеси воздуха и паров смазочного масла.

При современном замкнутом цикле (рис. 12.10) в качестве рабочего агента можно использовать как нефтяной, так и природный газ из близлежащих газовых залежей. Газожидкостная смесь из газлифтной скважины 1 поступает в газосепаратор 2 с давлением 0,12—0,13 МПа, а затем в вакуумный газосепаратор 3, откуда нефть направляется в отстойник 4 и далее в нефтяной коллектор. Газ из газового сепаратора 2 направляется в компрессорную станцию 5, где сжимается до рабочего давления. Сжатый газ сначала проходит через оросительный холодильник 6 и сепаратор 7, где пары бензина оседают. Затем газ по газовым трубопроводам поступает в газораспределительную будку 8 и в газлифтную скважину 1.

Из вакуумных сепараторов газ отсасывается компрессорами, установленными на вакуумной станции, и сжимается до некоторого среднего давления 0,6—0,8 МПа, затем он направляется для отбензинивания на газOLIиновые заводы. С завода сухой газ поступает в газовую магистраль и направляется к потребителю. Избыток газа из сети отводится через регулятор давления 9 в вакуумную сеть.

В случае необходимости пополнения замкнутой системы газом, например при пуске скважин в эксплуатацию, переводе их

на периодическую эксплуатацию и т. д., сеть, собирающую газ из скважин, соединяют через регулятор давления 10 с сетью среднего давления. В отстойнике 4 поддерживается вакуум. Давление в нем при наливке нефти и ее отливе поддерживается с помощью регуляторов 11 и 12.

Данная схема замкнутого цикла обеспечивает полное использование всей продукции скважины (газа и нефти). Компрессоры, с помощью которых осуществляют сжатие газа до рабочего давления, устанавливают группами (до 20 шт.) на

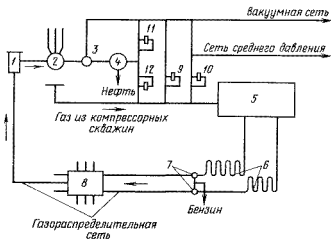


Рис. 12.10. Схема современного замкнутого цикла подачи газа в газлифтные скважины

компрессорных станциях с необходимыми контрольно-измерительными приборами.

Газ на компрессорных станциях распределяется через газораспределительные будки (ГРБ) с распределительной батареей внутри. От ГРБ газ направляется по двум линиям — рабочего (низкого) и пускового (высокого) давлений. Пусковые линии обычно прокладывают из труб диаметром 60 мм, а рабочие линии, идущие от ГРБ к скважинам, — из труб диаметрами 38, 50 и 60 мм в зависимости от расхода рабочего агента. Расход рабочего агента регулируют автоматические регуляторы.

§ 11. БЕСКОМПРЕССОРНЫЙ ГАЗЛИФТ

Широкое применение в нашей стране получил метод бескомпрессорного газлифта, при котором в качестве рабочего агента используется нефтяной газ залежей нефти с высокими пластовыми давлениями или сжатый природный газ высоконапорных газовых залежей. Также широкое распространение на газонеф-

тяных месторождениях получил внутрискважинный газлифт, при котором природный сжатый газ поступает из газового пласта в подъемник непосредственно в скважине.

На рис. 12.11 представлена принципиальная схема бескомпрессорного газлифта, в качестве рабочего агента используется сжатый газ высоконапорных газовых залежей. Сжатый газ, добываемый из газовой скважины 1, проходит через открытый огневой подогреватель 2 (если температура газа менее 25°C), где происходит растворение кристаллогидрата. Затем газ попадает в гидроциклонные сепараторы 3, где от него отделяют

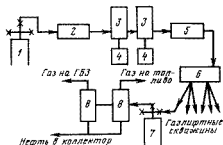
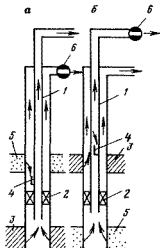


Рис. 12.11. Схема цикла бескомпрессорного газлифта при использовании в качестве рабочего агента газа газовой залежи

Рис. 12.12. Схемы внутрискважинных газлифтов



конденсат, который собирают в конденсатосборниках 4. Сухой газ проходит через беспламенный инфракрасный подогреватель 5 для повышения температуры до $30\text{--}90^{\circ}\text{C}$ и попадает в газораспределительные батареи (ГРБ) 6, откуда под соответствующим давлением он распределяется по газлифтным скважинам 7. Газожидкостная смесь, извлекаемая из скважины 7, направляется на групповые газоотделители 8 для отделения газа от нефти. Нефть из газоотделителей направляется в нефтяной коллектор, а газ — на газобензиновый завод (ГБЗ). При необходимости часть газа из газоотделителей может направляться потребителям для использования в качестве топлива.

Образование кристаллогидрата зависит от состава природного газа, содержания влаги, давления и температуры. С увеличением давления повышается температура начала гидратообразования. На процессы гидратообразования влияет турбулентность потока газа. Поэтому большое значение имеет установка штуцера в схеме газлифтной эксплуатации, так как при дросселировании резко изменяется температура газа.

На данной схеме штуцер устанавливают на ГРБ, т. е. после очистки и подогрева газа, в результате чего практически исключается гидратообразование.

Рассмотрим наиболее простые схемы внутрискважинных газлифтов. На рис. 12.12,а газовый пласт 5 расположен выше нефтяного 3. В скважину опущен один ряд труб 1 с рабочим клапаном 4. Между газовым и нефтяным пластами установлен пакер 2. По центральным трубам поднимается нефть, а по кольцевому пространству через рабочий клапан 4 подается сжатый газ из газового пласта. Избыток газа скапливается в кольцевом пространстве, откуда направляется в газовый коллектор.

По схеме, представленной на рис. 12.12,б, по центральным трубам поднимается сжатый газ из газового пласта, а по кольцевому пространству — нефть из нефтяного пласта, отделенного от газового пакером. Газ выходит через газовый клапан, газифицирует нефть и вместе с нефтью поднимается по кольцевому пространству на поверхность. Регулирование работы газовых подъемников при внутрискважинном бескомпрессорном газлифте проводится автоматически с помощью регуляторов 6, установленных на выкиде газа на устье скважины.

Применяются также внутрискважинные газлифты, где регулирование подачи рабочего агента проводится на забое с помощью специальных забойных штуцерных клапанов. Движение газа через штуцерное отверстие способствует повышению дисперсности потока и увеличению эффективности работы газожидкостного подъемника.

§ 12. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ

Нормальная работа газлифтных скважин может нарушаться по следующим причинам: образование песчаных пробок на забое или воздушных в подъемных трубах; отложение солей на забое или в подъемных трубах; скопление воды на забое и образование стойких водонефтяных эмульсий.

Предупреждают и ликвидируют отложения песка так же, как и при фонтанной эксплуатации скважин. Для обеспечения выноса небольшого (допустимого) количества песка на поверхность спускают подъемные или воздушные трубы до уровня верхних отверстий интервала перфорации. При двухрядных подъемниках нередко применяют хвостовики с уменьшенными диаметрами (полуторный лифт).

Об образовании песчаных пробок в скважинах судят по резкому снижению их дебитов и по показаниям контрольно-измерительных приборов. Причиной прекращения подачи жидкости при резком увеличении давления нагнетания газа является перекрытие подъемных труб так называемой патронной песчано-глинистой пробкой. Для разрушения пробки в подъемные трубы

нагнетают газ, а иногда и жидкость с газом. Если эти мероприятия не дают положительного результата, трубы поднимают на поверхность.

О возможности образования песчаной пробки ниже точки проникновения рабочего агента в подъемные трубы (в подъемных трубах — ниже рабочих отверстий, в воздушных трубах — ниже башмака подъемных труб, а также на забое или в стволе скважины) судят по резкому снижению давления нагнетания рабочего агента при полном прекращении дебита скважины. Такая пробка полностью закрывает фильтр, и доступ жидкости из пласта в скважину прекращается.

Для ликвидации песчаных пробок, не прекращая нагнетания рабочего агента, в кольцевое пространство закачивают нефть. Нередко таким способом удается размыть пробку. В противном случае трубы поднимают на поверхность.

При эксплуатации газлифтных скважин в результате нарушения термодинамического равновесия происходит отложение солей, в основном в верхних частях подъемных труб на глубине 150—300 м от устья. Однако не исключена возможность отложения солей и на забое скважины или даже в призабойной зоне пласта. Нередко из-за отложения солей происходит полное закрытие диаметра подъемных труб, и скважина прекращает свою работу. В этом случае для восстановления продуктивности скважины трубы поднимают и фрезеруют в механических мастерских.

При частичном закрытии диаметра труб отложениями карбонатных солей их удаляют прокачкой пресной воды, а отложения сульфатных солей удаляют, прокачивая щелочную воду. Применение горячей воды повышает эффективность работ по удалению солей из скважины.

Борьба с отложениями парафина проводится так же, как и при эксплуатации фонтанных скважин. Также оборудуют скважину автоматическими скребками или плунжерным лифтом. Периодичность прокачки горячих теплоносителей или спуска скребка в скважину определяется индивидуально для каждой скважины в зависимости от интенсивности отложения парафина на стенках труб. Для предупреждения отложения парафина в процессе эксплуатации скважины в воздушные трубы малыми дозами закачивают углеводородные растворители или растворы поверхностно-активных веществ. В результате изменяется структура газожидкостной смеси и исключается возможность отложения парафина.

При определенных условиях в процессе эксплуатации обводненных газлифтных скважин могут образоваться стойкие эмульсии, обладающие высокой вязкостью.

Для борьбы с эмульсией проводят внутрискважинную деэмульсацию введением в воздушные трубы деэмульгатора. В качестве деэмульгатора применяют нейтрализованный чер-

ный контакт (НЧК) или какое-либо другое эффективное ПАВ.

В случае накопления воды на забое происходит уменьшение депрессии на пласт и ограничение отбора нефти из скважины. Для борьбы с водой подъемные или воздушные трубы спускают до верхних перфорационных отверстий.

§ 13. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

Проведенные исследования показали, что к. п. д. компрессорного газлифта составляет 0,10—0,14, бескомпрессорного — 0,3—0,32 и внутрискважинного — 0,32—0,35. Низкий к. п. д. компрессорного газлифта объясняется тем, что в системе компрессорного газлифта много различных технологических объектов, в которых происходят большие потери энергии, а также значительны потери энергии и в самих компрессорных установках.

Предельное снижение числа технологических объектов достигается при бескомпрессорном или внутрискважинном газлифте.

Низкий к. п. д. газлифтных скважин обусловлен большими потерями напора на проскальзывание газа в подъемных трубах. Один из методов снижения этих потерь — искусственное дробление газа в подъемных трубах с применением различных способов диспергации газа.

1. Растворение в жидкости газовой фазы. При последующем снижении давления в подъемных трубах газ выделяется из жидкости в виде мелких пузырьков.

2. Введение в подъемные трубы сжиженного газа, который по мере снижения давления выделяется в виде мелких пузырьков. Этот метод успешно был испытан в условиях промысла на ряде скважин, и в настоящее время проводятся исследования для разработки специального газлифтного цикла с оценкой его эффективности.

3. Введение в подъемные трубы поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые ускоряют процесс выделения газа и препятствуют слиянию и укрупнению пузырьков.

4. Введение в подъемные трубы высокомолекулярных соединений (ВМС), которые уменьшают скорость всплытия газовых пузырьков.

5. Дробление газовой фазы при вводе ее в подъемные трубы различными способами, при пропускании газовой фазы через систему мелких отверстий, усилении турбулентных пульсаций в гидравлическом диспергаторе, воздействии электрическими, магнитными и ультразвуковыми полями и т. д.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ СКВАЖИННЫМИ НАСОСАМИ

Штанговые насосные установки предназначены для подъема жидкости из скважин на поверхность.

На долю штангового насосного способа эксплуатации в нашей стране приходится около 70 % действующего фонда скважин, которые обеспечивают до 30 % общего объема добычи нефти.

В зависимости от глубины залегания продуктивного пласта и коэффициента продуктивности скважин подача штанговых насосных установок изменяется от нескольких десятков килограммов до 200 т и более в сутки. На отдельных скважинах глубина подвески насоса достигает 3000 м.

§ 1. СХЕМА И ПРИНЦИП РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Штанговая насосная установка (рис. 13.1, а) состоит из скважинного насоса, который спускается в скважину под динамический уровень жидкости на насосно-компрессорных трубах диаметром 38—102 мм и штангах диаметром 16—25 мм, индивидуального привода, состоящего из станка-качалки и электродвигателя, и устьевого оборудования, в состав которого входят тройник с сальником и планшайба. Верхняя штанга, называемая полированным штоком, пропускается через сальник и соединяется с головкой балансира станка-качалки с помощью канатной подвески и траверсы.

Плунжерный насос приводится в действие от станка-качалки, где вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора, кривошипно-шатунного механизма и балансира, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру штангового насоса через колонну штанг 3.

При ходе плунжера вверх (рис. 13.1, б) под ним снижается давление и жидкость из межтрубного пространства через открытый всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный клапан открывается, и жидкость из цилиндра переходит в подъемные трубы. При непрерывной работе насоса уровень жидкости в НКТ повышается, жидкость доходит до устья скважины и через тройник переливается в выкидную линию.

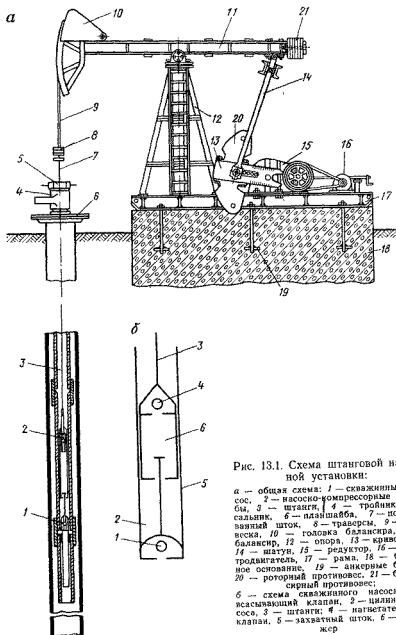


Рис. 13.1. Схема штанговой насосной установки:

а — общая схема: 1 — скважинный насос, 2 — насосно-компрессорные трубы, 3 — штанги, 4 — тройник, 5 — сальник, 6 — планшайба, 7 — полированный шток, 8 — траверсы, 9 — подвеска, 10 — головка балансира, 11 — балансир, 12 — опора, 13 — кривошип, 14 — шатун, 15 — редуктор, 16 — электродвигатель, 17 — рама, 18 — бетонное основание, 19 — анкерные болты, 20 — роторный противовес, 21 — балансирующий противовес;

б — схема скважинного насоса: 1 — всасывающий клапан, 2 — цилиндр насоса, 3 — штанги; 4 — магнетальный клапан, 5 — захватный шток, 6 — плунжер

§ 2. ПОДАЧА ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Теоретическая подача штангового насоса за один двойной ход (вверх, вниз) равна объему цилиндра, описываемого плунжером при ходе вверх

$$V = FS_{пл}, \quad (13.1)$$

где $S_{пл}$ — длина хода плунжера; F — площадь сечения плунжера.

Минутная подача насоса определяется как произведение подачи насоса за один двойной ход на число двойных ходов плунжера n в минуту:

$$V_{мин} = FS_{пл}n. \quad (13.2)$$

Суточная теоретическая подача насоса

$$Q_{теор} = 1440FS_{пл}n. \quad (13.3)$$

На практике фактическая подача штангового насоса обычно меньше теоретической, так как длина хода плунжера $S_{пл}$ всегда меньше длины хода полированного штока S . Кроме того, снижение фактической подачи насоса происходит из-за возможных утечек жидкости обратно в скважину в результате нарушения герметичности насосно-компрессорных труб, наличия большого зазора между плунжером и цилиндром и неисправности нагнетательного или всасывающего клапанов. Поэтому фактическая подача штанговой насосной установки

$$Q_{фак} = 1440FSn\alpha, \quad (13.4)$$

где S — длина хода полированного штока; α — коэффициент подачи штангового насоса, который равен отношению фактической суточной подачи насосной установки к его суточной теоретической подаче:

$$\alpha = Q_{фак}/Q_{теор}. \quad (13.5)$$

Как видно из формулы (13.4), подача штанговой насосной установки зависит от диаметра плунжера, длины хода полированного штока и числа двойных ходов полированного штока в минуту. Так, в современных штанговых установках диаметры плунжера насоса изменяются от 28 до 120 мм, длина хода полированного штока — от 0,45 до 6 м и более, число ходов от 1 до 20 в минуту. При чрезмерном увеличении числа ходов плунжера жидкость, поступающая в скважину, не успевает заполнить освобождающийся объем цилиндра. Это ведет к снижению коэффициента подачи насоса, а также отрицательно влияет на работу всей насосной установки, так как движение плунжера вниз сопровождается ударами о жидкость, что вызывает сотрясение колонны штанг и неравномерную нагрузку на механизм станка-качалки.

Коэффициент подачи штангового насоса может изменяться от 0 до 1. В промысловой практике считают работу насосной установки хорошей, если $\alpha = 0,7-0,8$.

Коэффициент подачи насосной установки также зависит от коэффициента наполнения насоса, который равен отношению фактически поступающего под плунжер объема жидкости к цилиндрическому объему, описываемому плунжером при ходе его вверх.

Коэффициент наполнения насоса зависит от количества свободного газа, попадающего в цилиндр вместе с жидкостью, и объема вредного пространства, образующегося между всасывающим и нагнетательным клапанами при крайнем нижнем положении плунжера.

Коэффициент наполнения насоса

$$\beta = \frac{1 - kR}{1 + R}, \quad (13.6)$$

где $R = V_r/V_d$ — объемное соотношение газа и нефти, постоянно поступающих в насос при определенном давлении погружения; $k = V_{вр}/V_d$ — отношение объема вредного пространства насоса к цилиндрическому объему, описываемому плунжером при его ходе вверх. Из уравнения видно, что коэффициент наполнения насоса тем больше, чем меньше отношение $k = V_{вр}/V_d$ и чем меньше объем свободного газа, попадающего в цилиндр. Следовательно, коэффициент наполнения насоса можно увеличивать: 1) уменьшая объем вредного пространства установкой нагнетательного клапана в нижней части плунжера; величину $k = V_{вр}/V_d$ можно уменьшить также, увеличивая длину хода плунжера; 2) уменьшая объем свободного газа, поступающего в цилиндр, увеличением глубины погружения насоса под динамический уровень; при этом давление на приеме насоса увеличивается, что приводит к уменьшению выделения растворенного газа из нефти; 3) частичным отводом свободного газа в межтрубное пространство при установке на приеме насоса специального приспособления, называемого газовым якорем.

§ 3. ШТАНГОВЫЕ НАСОСЫ

Штанговые насосы по конструкции и способу установки подразделяют на невставные и вставные.

Невставные насосы отличаются тем, что основные их узлы в скважину спускают отдельно: цилиндр — на насосно-компрессорных трубах, а плунжер и всасывающий клапан — на штангах. Поднимают невставной насос также отдельно: сначала на штангах поднимают плунжер со всасывающим клапаном, затем на насосно-компрессорных трубах — цилиндр.

Невставные насосы бывают двухклапанные НСН-1 (насос скважинный невставной первого типа) и трехклапанные НСН-2. Насос НСН-1 (рис. 13.2, а) имеет три основных узла: первый — цилиндр, который состоит из собственно цилиндра 2, патрубка-удлинителя 4 и седла конуса 6; второй — плунжер, в состав которого входят сам плунжер 3 и шариковый нагнетательный кла-

пан 1; третий — шариковый всасывающий клапан 5 с захватным штоком 7, головка которого находится в полости цилиндра.

После спуска на насосно-компрессорных трубах цилиндра с седлом конуса 6 в скважину спускают плунжер 3 со всасывающим клапаном 5, который висит на захватном штоке 7. Вса-

сывающий клапан вставляют в седло конуса надавливанием на него нижней частью колонны штанг массой 200 кг. Для нормальной работы насоса длину хода полированного штока выбирают таким образом, чтобы при ходе плунжера вниз он не доходил до всасывающего клапана, а при ходе вверх — не зацеплял головку штока. При необходимости подъема всасывающего клапана вместе с плунжером он зацепляется за нижнюю часть плунжера с помощью головки штока и снимается с седла конуса.

Насос НСН-1 предназначен для эксплуатации скважин при глубине подвески до 1500 м. Цилиндр обычного насоса типа НСН-1 имеет семь чугунных втулок длиной 300 мм каждая.

Для малodeбитных скважин с глубиной подвески до 400 м при длине хода до 0,6 м разработаны двухвтулочные насосы с диаметрами 28 и 32 мм. Цилиндр в таком насосе всегда перекрыт плунжером длиной 1200 мм.

Существенный недостаток насоса НСН-1 — слишком большой объем вредного про-

странства. Этот недостаток устранен в трехклапанных насосах НСН-2 (рис. 13.2 б), в нижней части плунжера которого имеется второй нагнетательный клапан 8. Всасывающий клапан в скважину спускают посаженным в седло конуса, а поднимают с помощью укороченного захватного штока 10 с поперечной шпилькой на головке. Перед подъемом плунжер спускают до упора на всасывающий клапан. Укороченный

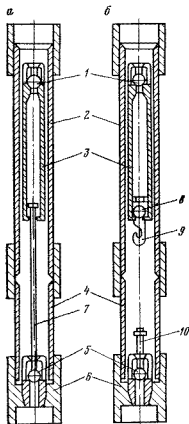


Рис. 13.2. Схемы невставных насосов:

а — двухклапанный НСН-1, б — трехклапанный НСН-2

шток с поперечной шпилькой заходит в фигурный паз 9, находящийся в нижней части плунжера, и при повороте штанг с плунжером вправо на четверть оборота зацепляется с ним. Возвращение всасывающего клапана после осмотра на свое место осуществляют также с помощью укороченного штока. Для этого после посадки всасывающего клапана в седло конуса штанги поворачивают влево и приподнимают таким образом, чтобы при ходе плунжера вниз они не доходили до укороченного штока.

Длина цилиндра насоса НСН-2 изменяется от 3440 до 6955 мм и зависит от длины хода плунжера. Благодаря применению второго нагнетательного клапана объем вредного пространства уменьшается в среднем в 2 раза по сравнению с вредным пространством в насосе НСН-1.

Недостатком невставных насосов типа НСН является то, что для устранения неисправностей или смены насоса необходимо поднимать сначала штанги с плунжером и всасывающим клапаном, затем — насосно-компрессорные трубы с цилиндром, на что затрачивается много времени.

Поэтому предложены вставные насосы типа НСВ (рис. 13.3), которые спускаются в скважину сразу в собранном виде на штангах.

На практике широко применяют насосы типа НСВ-1, предназначенные для эксплуатации скважин при глубине подвески до 2500 м (рис. 13,3 а). Цилиндр насоса 5 на нижнем конце имеет всасывающий клапан 8, а на верхнем конце — конус 3, который входит в замковую опору 4 и герметизирует насосно-компрессорные трубы (НКТ) 7. Плунжер 6 подвешивают на колонне штанг при помощи штока 1 таким образом, чтобы при ходе вниз он не касался всасывающего клапана, а при ходе вверх не доходил до ниппеля 2. Ниппель смонтирован на верхнем конусе и

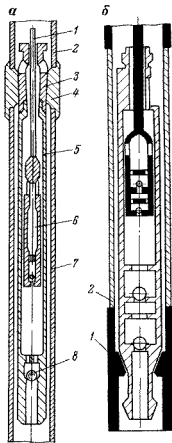


Рис. 13.3. Схемы вставных штанговых насосов:

а — типа НСВ-1, б — типа НСВ-2

служит для направления штока 1. На нижнем конце НКТ смонтирована направляющая труба.

Плунжеры насоса типа НСВ-1 изготавливают диаметрами 28, 32, 38 и 43 мм. Вставной насос садится на конусную опору при надавливании низом колонны штанг массой 200 кг. Снятие его с конусной опоры осуществляется при натяжении с усилием не более 2000 Н.

Для эксплуатации скважин глубиной от 2500 до 3500 м применяют насосы типа НСВ-2 (рис. 13.3, б), у которых замковая опора 1 перенесена в нижнюю часть кожуха 2, что позволяет разгрузить его от растягивающих усилий при ходе вниз.

Для эксплуатации пескопроявляющих скважин с глубиной подвески насоса до 1200 м применяются насосы типа НСН-2Т с трубчатыми штангами диаметром 43 и 55 мм. При этом допустимое содержание песка в жидкости не должно превышать 0,2 %.

В настоящее время штанговые насосы выпускаются с взаимозаменяемыми цилиндрами, плунжерами и клапанами.

Цилиндр насоса собирается из отдельных втулок длиной 300 мм, которые изготовляют из модифицированного серого чугуна или из легированной стали. С целью повышения износостойкости и твердости рабочей поверхности втулки подвергают специальной термической обработке. В зависимости от типа насоса и их подачи рабочие цилиндры насосов собирают из 2—29 втулок.

Плунжеры штанговых насосов изготавливают из цельнотянутых стальных труб длиной 1200 м и толщиной стенок от 5 до 9,5 мм. На обоих концах плунжера нарезана внутренняя резьба для присоединения клапанов и переводников. Наружную поверхность плунжера шлифуют, покрывают слоем хрома и полируют, что повышает износостойкость и антикоррозийность.

Для эксплуатации скважин с нефтями без механических примесей применяют плунжеры с гладкой внешней поверхностью (рис. 13.4, а), а при содержании в извлекаемой продукции незначительного количества песка на внешней поверхности плунжера делают кольцевые канавки-ловушки (рис. 13.4, б). При этом отдельные песчинки попадают в эти канавки и вероятность повреждения полированных поверхностей плунжера и цилиндра уменьшается.

На скважинах с большим содержанием песка в откачиваемой жидкости применяют специальные плунжеры типа «пескобрей» (рис. 13.4, в). На верхнем конце плунжера сделана цилиндрическая расточка глубиной 25—30 мм с конической фаской внутрь. Толщина расточенной стенки уменьшается до 2 мм. Вместо верхнего нагнетательного клапана в плунжер ввинчивают специальную клетку с втулкой для соединения со штангой. При работе насоса под давлением столба жидкости утонченная часть стенки плунжера несколько расширяется и плотно при-

жимается к стенкам труб. При ходе плунжера вверх осевший песок со стенок цилиндра соскабливается кромкой плунжера и вместе с потоком возносится на поверхность. Кроме того, на внешней поверхности плунжера типа «пескобрей» имеются кольцевые канавки.

На штанговых насосах применяют шариковые клапаны, их седла имеют или бурт, или гладкую поверхность (рис. 13.5). Последние применяют, как правило, в качестве нагнетательных

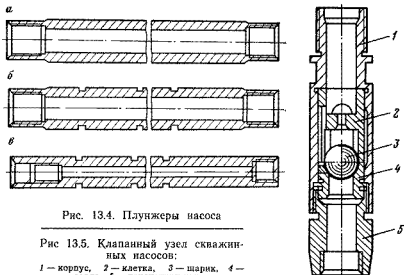


Рис. 13.4. Плунжеры насоса

Рис 13.5. Клапанный узел скважинных насосов:

1 — корпус, 2 — клетка, 3 — шарик, 4 — седло, 5 — нижонечник-конус

клапанов. Седла клапанов симметричны и при износе одной из кромок поверхности их поворачивают (переставляют) на 180° для использования другой поверхности. Шарик и седло изготавливают из высокоуглеродистой стали, а для работы в коррозионной среде — из бронзы. Для обеспечения герметичности прилегания шарика к седлу, а также предотвращения износа седла и быстрого его выхода из строя шарик и седло притирают. Герметичность стыка проверяют на специальном вакуумном приборе.

§ 4. НАСОСНЫЕ ШТАНГИ

Колонна насосных штанг служит для соединения плунжера штангового насоса с приводом насосной установки и сообщает плунжеру возвратно-поступательное движение. Колонну насосных штанг собирают из отдельных штанг длиной 8 м диаметрами 16, 19, 22 и 25 мм, которые соединяют между собой муфтами (рис. 13.6). Для регулирования положения плунжера относительно цилиндра насоса используют короткие штанги — «метровки» длиной 1000—3000 мм.

При сборке ступенчатой колонны штанг применяют переводные муфты типа МПШГ, позволяющие соединять штанги диаметрами 16 и 19, 19 и 22, 22 и 25 мм.

Первая штанга, которая соединяется с канатной подвеской станка-качалки, называется полированным (сальниковым) штоком. Полированные штоки изготавливают длиной 2600, 4600 и 5600 мм без головок, но со стандартной резьбой на концах. В зависимости от нагрузки (до $5 \cdot 10^4$ — $5 \cdot 10^5$ Н) применяют полированные штоки диаметрами 30 и 35 мм.

Штанги работают в сложных условиях и выдерживают знакопеременную нагрузку, что приводит к усталости металла. На штанги передаются нагрузки от давления столба жидкости, вос-

принимаемые плунжером при ходе вверх, силы тяжести самих штанг, а также нагрузки от продольных колебаний колонны штанг. При эксплуатации обводненных скважин штанги испытывают коррозионную усталость и их прочность снижается.

В зависимости от условий работы применяют штанги: 1) для легких условий работы — из стали 40, нормализованные; 2) для средних и среднетяжелых условий ра-

боты — из стали 20НМ, нормализованные; 3) для тяжелых условий работы — из стали 40 и 30ХМА, нормализованные с последующим поверхностным упрочнением тела штанги по всей длине дробеструйной обработкой и токами высокой частоты.

Для предохранения резьбы от повреждения при транспортировке и хранении на свободный конец штанг навинчивают предохранительный колпачок, а в открытый конец муфты ввинчивают предохранительную пробку. Насосные штанги транспортируют на специальных агрегатах — седельных тягачах, оборудованных гидравлическими кранами и полуприцепами.

Важнейшее условие безаварийности работы колонны штанг — прямолинейность отдельных штанг. Так, при стреле прогиба штанги, равной 0,5, величина растягивающих напряжений увеличивается в 5 раз. Поэтому для искривленных и сильно искривленных скважин применяют шарнирные муфты, что позволяет уменьшить напряжения, возникающие в результате изгиба, а также уменьшают нормальные силы, обусловленные трением штанг о насосно-компрессорные трубы. Также применяют направляющие стальные и гуммированные муфты.

Для эксплуатации неглубоких скважин (до 1200 м) при значительных пескопроявлениях разработана конструкция насос-

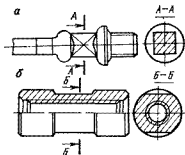


Рис. 136 Штанги (а) и муфта (б)

ных штанг длиной 8 м, наружным диаметром 30 мм и толщиной стенки 5,5 мм.

Иногда в качестве насосных штанг применяют НКТ диаметрами 33 и 42 мм. Однако их применение вместо штанг является нерациональным.

§ 5. УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для подвески насосных труб, направления продукции скважины в выкидную линию, герметизации устья, а также для обеспечения отбора газа из межтрубного пространства на устье скважины устанавливают специальное устьевое оборудование, которое состоит из планшайбы 2 и тройника 5 (рис. 13.7). Планшайбу с подвешенными на ней трубами 3 устанавливают на колонный фланец 1. В планшайбе просверлено отверстие для отвода газа из межтрубного пространства и для замера жидкости в скважине эхолотом. В верхнюю муфту 4 труб ввинчивают тройник 5 для отвода нефти. Выше тройника для его герметизации и пропуска сальникового штока 7 устанавливают сальник 6, набивку которого уплотняют крышкой 8 и пружиной.

Жидкость, подаваемая насосом, направляется через боковой отвод тройника в выкидную линию и далее в замерную или газосепарационные установки.

Для спуска в скважину манометра или пробоотборника через межтрубное пространство применяют эксцентричную планшайбу, где отверстие для ввинчивания патрубка смещено от центра на некоторое расстояние и имеется отверстие для спуска скважинных приборов.

Конструкция самоуплотняющегося устьевого сальника позволяет поднимать на поверхность плунжер или вставной насос без разъединения линии и снятия тройника. Для предохранения резьбы тройника при спуско-подъемных операциях в него ввин-

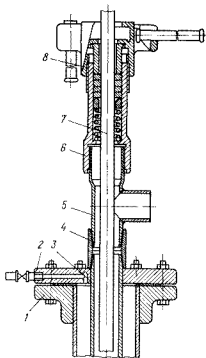


Рис 13.7 Оборудование устья при насосной эксплуатации скважин

чивают специальный фланец, который в то же время является опорой для штангового элеватора.

Сальниковый шток подвешивают к головке балансира с помощью канатной подвески ПКН (подвеска канатная нормального ряда). На рис. 13.8 показана канатная подвеска ПКН со штанговращателем.

Сальниковый шток 6 подвешивается в клиновом захвате верхней траверсы 1, а концы стального каната 9, перекинутого через ролик и закрепленного на головке балансира станка-ка-

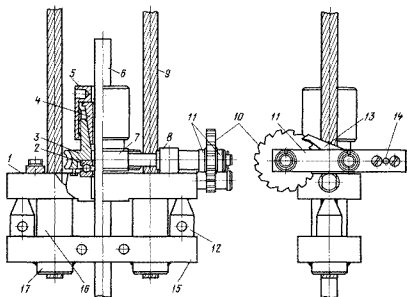


Рис. 13.8. Канатная подвеска типа ПКН со штанговращателем

чалки,— в зажимных плашках нижней траверсы 15. Нагрузка, создаваемая штангами и столбом жидкости над плунжером насоса и воспринимаемая верхней траверсой, передается на нижнюю траверсу через опорные втулки 16. Винты 12 имеют вспомогательное значение и служат для увеличения зазора между траверсами в тех случаях, когда необходимо установить специальный прибор-динамограф, применяемый для измерения нагрузок, возникающих на головке балансира при работе насосной установки. Клиновой захват состоит из втулки 3 с внутренней конической расточкой и червячной шестерней, плашек 4 с конической наружной поверхностью и нажимной гайки 5. Заделку каната в нижнюю траверсу проводят с помощью втулок 16 и клиновых плашек, которые расклиниваются нажимной гайкой 17, концы каната заливаются свинцом. Нижний торец шестерни

опирается на шариковый подшипник 2, установленный в углублении траверсы 1 канатной подвески. Шестерни входят в зацепление с червячным валиком 7, закрепленным на этой же траверсе при помощи двух кронштейнов 8 с подшипником скольжения. На конец валика надет рычаг 11, и между его щеками устанавливается храповое колесо 10. На конце рычага имеется отверстие 14 для тросика. В конце хода сальникового штока вниз рычаг поднимается при помощи тросика, прикрепленного к стойке станка-качалки или к вышке, и собачка 13, упираясь в зуб храпового колеса, посредством червячной передачи вращает колонну штанг на 45—60°.

При ходе сальникового штока вверх храповое колесо вследствие самоторможения червячной передачи остается неподвижным, а рычаг под действием силы тяжести опускается до упора в ограничитель. В этот момент собачка, пропустив один или два зуба храпового колеса, вновь становится в исходное положение.

Если при добыче нефти не наблюдается отложения парафина, канатная подвеска применяется без штанговращателя.

§ 6. СТАНКИ-КАЧАЛКИ

Основными приводными механизмами штанговых насосов являются станки-качалки типа СКН или СК, которые устанавливают около устья скважины.

Пять станков-качалок типа СКН (СКН2-615, СКН3-1515, СКН5-3015, СКН10-3315, СКН10-3012) различаются габаритами, грузоподъемностью и основными параметрами работы насосной установки — длиной хода сальникового штока и числом качаний балансира в минуту. Обозначения станков-качалок расшифровываются следующим образом: СКН — станок-качалка нормального ряда; первая цифра — грузоподъемность, т; цифры после дефиса — максимальная длина хода, дм и максимальное число качаний балансира в минуту.

Станками-качалками типа СКН (см. рис. 13.1) в настоящее время оборудованы около 65 % всех скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами.

Станок-качалка монтируется на стальной раме. Вращательное движение электродвигателя при помощи клиноременной передачи и редуктора с шестеренчатой передачей передается кривошипно-шатунному механизму. При вращении кривошипа посредством шатуна 14 приводится в колебательное движение балансир, качающийся на опоре. Головка балансира, к которой подсоединены штанги посредством канатной подвески, сообщает возвратно-поступательное движение плунжеру насоса. Уравновешивание станка-качалки во время работы осуществляется с помощью роторного противовеса и балансирного противовеса.

В табл. 6 приведены технические характеристики станков-качалок СКН. Для эксплуатации глубоких скважин на промыс-

лах используются более мощные станки-качалки СКН10-4512 и др.

Начиная с 1966 г., в нашей стране изготавливают станки-качалки типа СК с балансирным и комбинированным уравниванием, отличающиеся от СКН соотношением плеч балан-

Таблица 6

Модель	Грузо-подъемность, т	Длина хода точки подвеса штанг, мм	Число ходов в минуту	Масса станка с двигателем, т	Система уравнивания
СКН2-615	2	300, 450, 600	4,7—15	2,0	Балансирная
СКН3-1515	3	450, 600, 750, 900, 1050, 1200, 1350, 1500	4,7—15	4,5	Комбинированная
СКН5-3015	5	900, 1200, 1500, 1800, 2100, 2400, 2700, 3000	4,7—15 (6—12)	11,2	То же
СКН10-3315	10	1200, 1500, 1800, 2100, 2400, 2700, 3000, 3300	4,5—15	17,5	Кривошипная
СКН10-3012	10	1200, 1800, 2400, 3000	6—12	22,0	»

сира, что позволяет увеличить длину хода точки подвеса штанг до 6 м без существенных изменений узлов и деталей установки. В табл. 7 приведены характеристики станков-качалок типа СК.

Таблица 7

Модель	Грузо-подъемность, т	Длина хода точки подвеса штанг, мм	Масса станка с двигателем, т	Модель	Грузо-подъемность, т	Длина хода точки подвеса штанг, мм	Масса станка с двигателем, т
4 СК	3	1200	6,0	7 СК	12	2500	14,2
5 СК	6	1500	9,0	8 СК	12	2500	20,0
6 СК	6	2100	10,2	9 СК	20	4200	33,0

Во всех станках-качалках предусмотрена возможность изменения длины хода сальникового штока в соответствии с заданными параметрами работы штанговых насосов. С этой целью на кривошипах делают дополнительные отверстия для крепления шатуна.

Число качаний балансира изменяют или подбором двигателя с соответствующей характеристикой, или, что делается чаще, изменением диаметра шкива на валу электродвигателя.

§ 7. РАБОТА НАСОСНЫХ ШТАНГ И НАГРУЗКА НА НИХ

При работе штанговой насосной установки максимальную нагрузку испытывают штанги при ходе вверх в точке их подвески:

$$P_{\max} = P_{\text{ст}} + P_i + P_d, \quad (13.7)$$

где $P_{\text{ст}}$ — статическая нагрузка от массы штанг и столба жидкости, от сил трения штанг о трубы и плунжера о цилиндр; P_i — силы инерции движущихся масс штанг и жидкости; P_d — различные динамические нагрузки.

Максимальная статическая нагрузка определяется по формуле

$$P_{\text{ст}} = (P_{\text{ж}} + P'_{\text{ш}})g + P_{\text{тр}}, \quad (13.8)$$

где $P_{\text{ж}}$ — масса жидкости, находящейся над плунжером; $P'_{\text{ш}}$ — масса штанг в жидкости; g — ускорение свободного падения; $P_{\text{тр}}$ — силы трения штанг о трубы и плунжера о стенки цилиндра.

Силы трения штанг о трубы для нормальных скважин (кривизна менее $5-6^\circ$) не превышают и 2 % веса штанг. Поэтому ими можно пренебречь. Силы трения плунжера о стенки цилиндра также малы, и их можно не учитывать. Таким образом, в вертикальных скважинах статическую нагрузку можно определить по формуле

$$P_{\text{ст}} = (P_{\text{ж}} + P'_{\text{ш}})g. \quad (13.9)$$

Однако в наклонных и искривленных (более $5-6^\circ$) скважинах силы трения достигают значительных размеров, и пренебрегать ими нельзя.

Пренебрегая разгружающей силой давления на плунжер снизу столба жидкости в межтрубном пространстве, уравнение (13.9) можно переписать в виде

$$P_{\text{ст}} = (q_{\text{ж}}L + q_{\text{ш}}Lb)g, \quad (13.10)$$

где $q_{\text{ж}}$ — масса 1 м столба жидкости над плунжером; $q_{\text{ш}}$ — масса 1 м штанг с муфтами в воздухе; L — длина колонны штанг; b — коэффициент, учитывающий уменьшение массы штанг в жидкости

$$b = (\rho_1 - \rho)/\rho_1, \quad (13.11)$$

где ρ_1 и ρ — плотности материала штанг и жидкости.

Поскольку работа штанговых насосных установок связана с изменением скоростей и направлением движения штанг в течение цикла хода вверх и вниз, для определения сил инерции движущихся масс P_i можно воспользоваться элементарной теорией кривошипно-шатунного механизма. Согласно этой теории,

максимальное ускорение точки подвеса штанг при начале хода штанг вверх

$$I_{\max} = \frac{S}{2} \omega^2 \left(1 + \frac{r}{l}\right), \quad (13.12)$$

где S — двойная амплитуда качаний головки балансира (длина хода сальникового штока); r — радиус кривошипа; l — длина шатуна, ω — угловая скорость вращения кривошипа

$$\omega = \frac{\pi n}{30} \quad (13.13)$$

(n — число качаний балансира в минуту).

По вычисленному ускорению можно определить силы инерции

$$P_i = M I_{\max}, \quad (13.14)$$

где M — величина движущихся масс; $I_{\max}$ — максимальное ускорение точки подвеса штанг.

Вследствие сжимаемости жидкости силу инерции для нее можно не учитывать. Тогда инерционная масса $M_{\text{ш}}$ в основном будет определяться массой штанг

$$M_{\text{ш}} = P_{\text{ш}}. \quad (13.15)$$

Подставляя значения (13.12) и (13.15) в формулу (13.14), можно записать

$$P_i = \frac{P_{\text{ш}}}{g} \frac{S}{2} \omega^2 \left(1 + \frac{r}{l}\right) g. \quad (13.16)$$

На практике отношение радиуса кривошипа к длине шатуна

$$\frac{r}{l} = \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{7}\right).$$

При $\frac{r}{l} = \frac{1}{4}$ из (13.16) получим

$$P_i = \frac{P_{\text{ш}} g}{g} I_{\max} = g m P_{\text{ш}} \approx g P_{\text{ш}} \frac{S n^2}{1440}, \quad (13.17)$$

где $\frac{I_{\max}}{g} = m = \frac{S n^2}{1440}$ — фактор динамичности.

Подставляя значения (13.9) и (13.17) в формулу (13.7), можно определить максимальную нагрузку в точке подвеса при ходе вверх

$$P_{\max} = (P_{\text{ж}} + P'_{\text{ш}}) g + P_{\text{ш}} \frac{S n^2}{1440} g, \quad (13.18)$$

где $P_{\text{ж}}$ — масса жидкости над плунжером; $P'_{\text{ш}}$ — масса штанг в жидкости; S — длина хода; n — число ходов сальникового штока в минуту.

Формулой (13.18) можно пользоваться лишь для расчета сравнительно неглубоких скважин. Объясняется это тем, что при больших глубинах и числе ходов возникают динамические нагрузки от вибрации штанг, которые накладываются на инерционные усилия.

Аналитически точно определить динамические нагрузки с учетом колебательных процессов в штангах из-за сложности явлений трудно. Поэтому для расчетов многими исследователями предложены приближенные формулы, которые отличаются друг от друга различной оценкой фактора динамичности. В общем виде максимальную нагрузку на штанги при ходе вверх можно записать

$$P_{\max} = g (P_{\text{ж}} + P_{\text{ш}} + P'_{\text{ш}}) \quad (13.19)$$

где m — фактор динамичности.

§ 8. УПРУГИЕ ДЕФОРМАЦИИ ШТАНГ И ТРУБ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЛИНЫ ХОДА ПЛУНЖЕРА

Насосные штанги и трубы при нахождении в скважине испытывают нагрузку от собственной массы и находятся в растянутом состоянии. Кроме того, в процессе работы насосной установки на трубы и штанги действует масса столба жидкости.

Рассмотрим график нагрузки на точку подвеса штанг в зависимости от длины хода сальникового штока без учета сил трения штанг о стенки труб и плунжера о цилиндр (рис. 13.9).

При нахождении плунжера в нижнем положении точка подвеса штанг также перемещается в нижнее положение. Этому моменту, при котором точка подвеса штанг испытывает нагрузку от собственной массы штанг $P_{\text{ш}}$, соответствует на графике точка А. В этом положении нагрузку от массы столба жидкости, находящейся над плунжером, полностью воспринимают трубы: происходит их растяжение.

При начале хода вверх головки балансира нагнетательный клапан закрыт и точка подвеса штанг начинает воспринимать нагрузку от жидкости, которая до этого действовала на трубы. При этом по мере движения головки балансира вверх нагрузка от труб переходит на штанги и растягивает их, а трубы сокращаются. В начальный период движения точки подвеса штанг вверх плунжер остается неподвижным до тех пор, пока точка подвеса штанг не займет положение в точке Б и штанги не воспримут всю нагрузку от жидкости. А движение точки подвеса штанг от точки А до точки Б происходит за счет упругих деформаций штанг и труб. Сумма упругих деформаций штанг и труб λ будет соответствовать расстоянию точки подвеса штанг от точки А до точки Б, т. е. отражать потери хода плунжера при его движении вверх, так как плунжер не начал еще своего движения относительно втулок цилиндра. Эти потери хода

плунжера равны $\lambda = i_{шт} + i_{тр}$, где $i_{шт}$ и $i_{тр}$ — соответственно потери хода вследствие упругих деформаций штанг и труб. После того как вся статическая нагрузка от жидкости будет воспринята штангами, с точки В начнется относительное перемещение плунжера и подача жидкости. При этом нагрузки на точку подвеса штанг будут равны сумме масс штанг и жидкости ($P_{шт} + P_{ж}$), т. е. статическим нагрузкам $P_{ст}$. Перемещение плунжера вверх будет продолжаться до тех пор, пока точка подвеса штанг не достигнет точки В. При этом всасывающий клапан открывается и происходит поступление жидкости из приема насоса в цилиндр. Расстояние от точки Б до точки В определяет

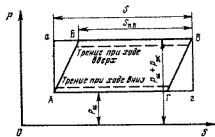


Рис. 13.9. График нагрузки на точку подвеса штанг в зависимости от длины хода сальникового штока

длину хода плунжера $S_{пл}$. Длина хода точки подвеса штанг, т. е. длина хода сальникового штока S , будет определяться отрезком АВ.

По окончании хода плунжера вверх точка подвеса штанг начнет двигаться вниз, всасывающий клапан закрывается и штанги начнут разгружаться, а трубы — воспринимать нагрузку от массы жидкости, находящейся над плунжером, при открытом нагнетательном клапане. При этом жидкость из-под плун-

жера будет перетекать в полость подъемных труб. После того как трубы полностью воспримут нагрузку от жидкости, точка подвеса штанг будет находиться в точке Г. От точки Г начнется движение плунжера вниз до точки А. При движении точки подвеса штанг от точки В до точки Г происходит удлинение труб и сокращение штанг. Сумма упругих деформаций труб и штанг будет равна $\lambda = i_{тр} + i_{шт}$.

Нагрузка на точку подвеса штанг в положении точки Г снова будет равна только $P_{шт}$. Длина хода плунжера $S_{пл}$ вниз будет равна длине отрезка ГА, а длина хода сальникового штока S — длине отрезка ГА.

Таким образом, в результате удлинения штанг и труб от действия статических нагрузок $P_{ст}$, определяемых массой столба жидкости в НКТ и массой штанг и труб, действительный ход плунжера будет меньше хода точки подвески штанг на $\lambda = i_{шт} + i_{тр}$, т. е.

$$S_{пл} = S - \lambda, \quad (13.20)$$

где $S_{пл}$ — длина хода плунжера; S — длина хода сальникового штока; λ — суммарные потери хода плунжера от действия статических нагрузок $P_{ст}$.

Удлинение штанг и труб определяется на основе закона Гука по следующим формулам:

удлинение штанг

$$i_{шт} = \frac{P_{ж} L g}{E f_{шт}} = \frac{q_{ж} L^2 g}{E f_{шт}}, \quad (13.21)$$

удлинение труб

$$i_{тр} = \frac{P_{ж} L g}{E f_{тр}} = \frac{q_{ж} L^2 g}{E f_{тр}}, \quad (13.22)$$

где L — длина штанг, м; E — модуль упругости (для стали $E = 2,06 \cdot 10^{11}$ Па); $f_{шт}$ и $f_{тр}$ — площади поперечного сечения штанг и труб по металлу, м²; g — ускорение свободного падения, м²/с; $q_{ж}$ — масса 1 м столба жидкости, кг.

Суммарные потери хода сальникового штока за один цикл работы насоса составляют

$$\lambda = i_{шт} + i_{тр} = \frac{q_{ж} L^2 g}{E f_{шт}} + \frac{q_{ж} L^2 g}{E f_{тр}} = \frac{q_{ж} L^2 g}{E} \left(\frac{1}{f_{шт}} + \frac{1}{f_{тр}} \right). \quad (13.23)$$

Так как $q_{ж} = F \rho$, то из (13.23) получим

$$\lambda = \frac{F \rho g L^2}{E} \left(\frac{1}{f_{шт}} + \frac{1}{f_{тр}} \right), \quad (13.24)$$

где F — площадь поперечного сечения плунжера, м²; ρ — плотность жидкости, кг/м³.

Если трубы не могут перемещаться в вертикальном положении, например когда трубы спущены с пакером, уравнение (13.24) примет вид

$$\lambda = \frac{F \rho g L^2}{E f_{шт}}. \quad (13.25)$$

При небольших скоростях откачки жидкости ($n < 8$) длину хода плунжера с достаточной степенью точности можно определить по формуле (13.20). С увеличением скорости откачки на движение плунжера влияют также инерционные нагрузки от ускорения свободного падения штанг и колебательных процессов. При ходе вниз инерционные силы продвигают плунжер несколько вниз еще и после того, как головка балансира уже начала свое движение вверх. Это самостоятельное движение плунжера под действием сил инерции увеличивает длину хода плунжера по сравнению с ходом, который он имел бы при отсутствии динамических нагрузок.

С учетом дополнительного движения плунжера под динамическими нагрузками длина хода плунжера определяется по формуле

$$S_{пл} = S + S_i - \lambda, \quad (13.26)$$

где S_i — увеличение длины хода плунжера за счет динамических нагрузок. С учетом уравнения (13.12)

$$S_i = \frac{225 SL^2 n^2}{10^{12}}, \quad (13.27)$$

где n — число ходов сальникового штока.

Тогда длина хода плунжера определяется по формуле

$$S_{пл} = S \left(1 + \frac{225 L^2 n^2}{10^{12}} \right) = SK, \quad (13.28)$$

где $K = 1 + \frac{225 L^2 n^2}{10^{12}}$ и называется фактором выигрыша хода, который можно определить по графику (рис. 13.10).

§ 9. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ МЕТОДОМ ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ

При работе исправной насосной установки график изменения нагрузки на точке подвеса штанг в зависимости от длины хода плунжера имеет форму параллелограмма (см. рис. 13.9). Такой график называется теоретической динамограммой. По вертикальной оси на этом графике отложены нагрузки, действующие на сальниковый шток, а по горизонтальной — перемещение сальникового штока и плунжера. На форму фактической диаграммы $P-S$ влияют как параметры насосной установки в целом, так и состояние насосного оборудования и его отдельных узлов.

Фактическую динамограмму работы насосной установки можно получить с применением специального прибора-динамографа, который после установки на точке подвеса штанг к головке балансира воспринимает все нагрузки, возникающие при двойном ходе сальникового штока. На наших промыслах применяют в основном гидравлические динамографы ГДМ-3 конструкции Г. М. Мининзона (рис. 13.11). Динамограф ГДМ-3 состоит из следующих основных частей: силовизмерительной (мессдоза 11 и рычаг 12) и самописца 6. Полость мессдозы, заполненная жидкостью (спиртом или водой), перекрывается латунной или резиновой мембраной, на которую опирается поршень 9. Силовизмерительную часть прибора вставляют между траверсами канатной подвески штанг, в которой растягивающие усилия штанг преобразуются в усилия, сжимающие мессдозу. При этом рычаг 12 нажимает на поршень 9, и давление в жидкости 10 через капиллярную трубку 8 воспринимается манометрической геликсной пружиной 7. При увеличении давления пружина разворачивается и прикрепленное к ней перо 6

чертит линию нагрузки. Бланк диаграммы прикреплен к столику 5 самописца. При движении динамографа вверх нить 1, прикрепленная одним концом к неподвижной части устьевоего оборудования, сматывается со шкива 2, заставляя его вращаться вместе с ходовым винтом 3. При этом ходовая гайка (на рисунке не показана) вместе со столиком движется вверх по направляющим 4. В полости винта расположена спиральная возвратная пружина. При ходе вверх пружина закручивается, а при ходе вниз — раскручивается и возвращает столик в первоначальное положение. Таким образом, столик с бланком по-

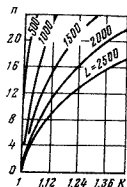


Рис. 13.10. Кривые зависимости K от числа ходов n и длины штанг

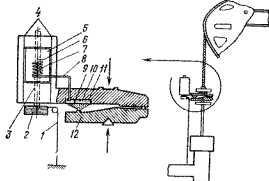


Рис. 13.11. Схема гидравлического динамографа ГДМ-3

вторяет движение сальникового штока в определенном масштабе. Длина записи хода сальникового штока зависит от диаметра шкива 2. Сменные шкивы позволяют записывать перемещения в масштабе 1:15, 1:30 или 1:45.

При работе насосной установки бывают различные неполадки, приводящие к снижению коэффициента подачи насосной установки: утечки жидкости через неплотности в насосе и в трубах, вредное влияние газа на работу насоса, изменения в состоянии притока жидкости в скважину и др. Каждому нарушению нормальной работы насоса соответствует своя характерная форма динамограммы, по которой, не поднимая насоса на поверхность, можно определить его неисправность.

На рис. 13.12 показаны несколько характерных динамограмм. Из динамограммы, отражающей утечки в нагнетательной части, видно, что при ходе вверх линия восприятия нагрузки расположена правее теоретической, т. е. нагрузка воспринимается штангами медленнее, чем при нормальной работе насоса. Это возможно только при негерметичности нагнетательной части насоса. Линия снятия нагрузки также находится правее соот-

ветствующей линии теоретической динамограммы, т. е. в самом начале хода полированного штока вниз нагрузка от столба жидкости снимается со штока быстрее, чем при нормальной работе насоса. Это также возможно при утечках в нагнетательной части. Утечки в нагнетательной части происходят как через резьбовые соединения труб, клапана и его седла, так и через

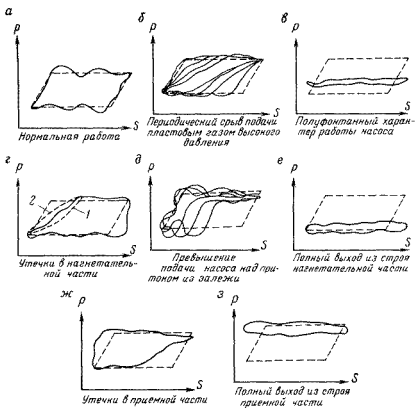


Рис. 13.12. Динамограммы работы штанговых насосных установок

зазор между плунжером и цилиндром. Установлено, что при утечках жидкости через зазор между цилиндром и плунжером линия восприятия нагрузки выпуклая, а в других случаях — вогнутая (линии 2, 1).

Путем аналогичного сравнения фактических динамограмм с теоретическими можно установить причины отклонений от нормальной работы насосной установки.

§ 10. БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

При эксплуатации скважин штанговыми насосными установками могут происходить следующие осложнения.

Обрыв штанг и истирание НКТ происходят в результате трения штанг или муфт о стенки труб при длительной их работе в искривленных скважинах. Износ труб, штанг и их муфт также зависит от гладкости трущихся поверхностей и отношения их твердостей, наличия в продукции скважины пластовой минерализованной воды, которая вызывает коррозию труб и штанг и ослабляет их прочность.

Для предупреждения обрыва штанг и истирания труб в искривленных скважинах применяют закаленные с поверхности муфты с овальными кромками или специальные шарнирные муфты, используют штанги, обработанные токами высокой частоты. Для борьбы с коррозией применяют ингибиторы коррозии, которые периодически в нужной дозе подаются в межтрубное пространство.

В процессе эксплуатации скважин штанговыми насосными установками происходит отложение парафина на клапанах насоса, стенках и поверхностях труб и штанг, которое нарушает нормальную работу насоса. При этом снижается площадь проходного кольцевого сечения между штангами и подъемными трубами, появляются дополнительные гидравлические сопротивления движению жидкости по подъемным трубам и повышаются гидравлические давления на плунжерную пару, что приводит к утечкам жидкости через их зазоры. Очень часто из-за интенсивного отложения парафина происходит обрыв штанг или поломка их в нижней части ближе к плунжеру при возникновении осевых нагрузок.

Борьбу с отложениями парафина в насосных скважинах проводят механическим путем с помощью торцевых укороченных пластинчатых скребков, прикрепленных хомутами к штангам. Эти скребки автоматически поворачиваются на определенный угол при каждом ходе колонны штанг вниз. Пластинчатые скребки изготавливают из листовой стали толщиной 2,5—3 мм, длиной 150—250 мм и шириной на 2—3 мм меньше соответствующего диаметра подъемных труб. Расстояние между скребками на штангах устанавливается несколько меньше длины хода сальникового штока.

Общие недостатки способа очистки парафина скребками заключаются в сплошности прикрепления пластинок к штангам, что затрудняет спуск и подъем штанг в скважину, а также увеличивает нагрузки на точку подвеса штанг и в целом на станок-качалку.

Для борьбы с отложениями парафина также проводят периодические термические обработки скважин без их остановки

закачкой в межтрубное пространство горячей нефти, которая, проходя через всасывающий клапан и НКТ, расплавляет отложения парафина и выносит их на поверхность.

В последние годы при насосной эксплуатации скважин широкое применение находят остеклованные или покрытые бакелитовым лаком НКТ, на которых парафин не оседает. Кроме того, из-за лучшей смачиваемости стекла водой при добыче обводненной нефти на поверхностях труб образуются гидратные слои, препятствующие отложению парафина.

Большие осложнения при эксплуатации скважин штанговыми насосами обусловлены попаданием свободного газа в их цилиндры. В результате происходит снижение коэффициента наполнения насоса. Борьбу с этими осложнениями проводят следующими методами: используют насосы с уменьшенным вредным пространством; увеличивают длину хода плунжера; увеличивают глубины погружения насоса под уровень жидкости в скважине; отсасывают газ из межтрубного пространства.

Кроме того, для борьбы с попаданием в цилиндр насоса газа при эксплуатации скважин на приеме насоса устанавливают газовые якоря различной конструкции. На рис. 13.13 показана простейшая схема однокорпусного газового якоря Я1-1, который состоит из двух концентрически расположенных труб, соединенных между собой переводником 1 для подвешивания к приему насоса. В верхней части корпуса 3 просверлено 12 отверстий А. Нижний конец корпуса закрыт заглушкой 4. Газо-жидкостная смесь, поступающая из скважины, доходит до отверстий А. Большая часть газа, не останавливаясь, поднимается в межтрубное пространство, а нефть с частью газа попадает через отверстия А в кольцевое пространство между трубами 2 и 3 и движется к нижнему концу внутренней трубы. Здесь смесь, снова меняя направление, поступает во всасывающую трубу 2 и затем в насос. При изменении направления газ частично отделяется от нефти и через отверстия А в корпусе якоря уходит в межтрубное пространство.

Для лучшего отделения газа от нефти используют многосекционные газовые якоря с несколькими поворотами движущегося потока.

При работе штанговой насосной установки в связи с попаданием песка на прием насоса происходят разрушение клапанов и утечка жидкости через них, изнашивание плунжерной пары и их заклинивание, оседание песка в трубах и заклинивание штанг и др. Для борьбы с песком на приеме насоса посредством переводника 1 устанавливают песочный якорь (рис. 13.14). Простейший песочный якорь обращенного типа работает следующим образом. Жидкость с песком через отверстие попадает во внутреннюю трубу 2 и направляется вниз. При выходе смеси из внутренней трубы скорость жидкости сильно снижается. Песок оседает на дно корпуса 3 якоря, а нефть без песка направ-

ляется по кольцевому пространству между внутренней трубой и корпусом к приему насоса. По мере накопления песка в корпусе якорь извлекается на поверхность, очищается от песка и снова спускается в скважину. Длину песочного якоря выбирают таким образом, чтобы время заполнения его песком совпадало со временем износа и смены насоса.

Рис. 13.13. Газовый якорь ЯГ-1

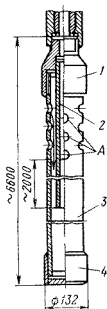
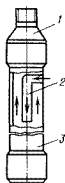


Рис. 13.14. Схема песочного якоря



Иногда для лучшего выноса песка на неглубоких скважинах применяют насосы с полыми (трубчатыми) штангами вместо обычных. В качестве полых штанг также используют НКТ диаметрами 33, 42 и 48 мм. Жидкость, содержащая песок, при выходе из плунжера попадает в полые штанги и с большой скоростью поднимается до устья, затем по гибкому шлангу она направляется в выкидные линии. Полые штанги подвешивают к головке балансира с помощью канатного подвеса и вертлюга. Устье скважины герметизируют специальным сальниковым устройством.

Для устранения неуравновешенности плунжера при ходе вниз кольцевое пространство между насосными трубами и трубчатыми штангами заливают водой или нефтью.

§ 11. ИССЛЕДОВАНИЕ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

Исследование проводят как при установившихся режимах работы, так и при неуставившихся режимах работы скважин. Перевод скважины с одного режима работы на другой

осуществляют или сменой шкивов на электромоторе, или изменением длины плеча кривошипа. Остановку работы скважины проводят отключением насосной установки от электросети. Дебиты нефти скважин на различных режимах измеряют с помощью мерников или замерных установок типа «Спутник», а дебиты газа — с помощью дифманометров или газовых счетчиков.

В процессе исследования скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами, большие затруднения возникают при замере забойного и пластового давлений, что объясняется невозможностью спуска скважинных манометров на забой через НКТ, в которых находятся штанги. Замеряют забойные давления лифтовыми манометрами с местной многочасовой записью, которые подвешивают на приеме насоса. Поскольку замеры забойных давлений лифтовыми манометрами связаны с необходимостью четырехразового спуска и подъема НКТ со штангами, эти исследования проводят редко, выборочно только на отдельных скважинах с целью контроля данных, полученных другими методами.

За последнее десятилетие на промыслах по предложению УфНИИ начали проводить гидродинамические исследования скважин с замером забойного давления малогабаритными скважинными манометрами, спускаемыми на забой через межтрубное пространство без остановки работы скважины. Для этого НКТ подвешивают на специальной планшайбе с эксцентричным отверстием для муфты и вторым отверстием для спуска манометра через межтрубное пространство. Скорость спуска манометра определяется степенью кривизны скважины и соотношением диаметров НКТ и обсадных труб.

Более часто исследования скважин проводят путем наблюдения за изменением динамического уровня, положение которого определяется с помощью эхолота. Этот метод основан на принципе измерения скорости распространения звуковой волны в газовой среде, отраженной от уровня жидкости в межтрубном пространстве (рис 13.15).

На устье скважины устанавливают датчик импульса звуковой волны — пневматическую или пороховую хлопушку 1 с мембраной 2 из плотного картона. Звуковая волна, пройдя по стволу скважины, отражается от поверхности уровня и, возвращаясь обратно, улавливается термофоном 3, представляющим вольфрамовую W-образную нить диаметром 0,03 мм. Звуковая волна изменяет силу тока в термофоне (вследствие изменения температуры нити). Электрический импульс в термофоне усиливается при помощи лампового усилителя 4 и воспринимается перописцем 5, представляющим собой электро-механический преобразователь. Перописец фиксирует соответствующие пики на диаграмме 6, приводимой от электродвигателя 7 в движение с постоянной скоростью. Расстояние от пика «устье» до пика «уровень» на диаграмме пропорционально вре-

мени прохождения звуковой волны от устья до уровня и обратно до устья.

Для определения положения уровня нужно знать скорость звука в скважине, которая зависит от состава углеводородного газа и давления в межтрубном пространстве, а также процентного содержания воздуха. Для определения скорости звука на колонне труб на определенной глубине устанавливают репер-отражатель 8 в виде патрубка таким диаметром, чтобы перекрыть кольцевой зазор между обсадными и насосными трубами на 60—65 %.

Скорость распространения звука в межтрубном пространстве

$$v = 2 l / t, \quad (13.29)$$

где l — расстояние от устья до репера; t — время прохождения звуковой волны от устья до репера и обратно (определяется по эхограмме).

Расстояние до уровня жидкости $H_{\text{дин}}$ в межтрубном пространстве

$$H_{\text{дин}} = vT/2 = lT/t, \quad (13.30)$$

где T — время прохождения звуковой волны до уровня и обратно.

После отбивки уровня жидкости забойное или пластовое давления определяют расчетным путем:

$$p = (H - H_{\text{дин}}) \rho g, \quad (13.31)$$

где H — глубина скважины; $H_{\text{дин}}$ — расстояние от устья до уровня; ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения. При этом предполагают, что межтрубное пространство заполнено однородной по плотности жидкостью.

Для определения пластового давления используют все остановки работы скважины, связанные с подъемом насосного оборудования. Уровень жидкости при этом замеряют с помощью поплавка, спускаемого на лебедке, а забойное или пластовое давление — с применением скважинных манометров, спускаемых на проволоке.

§ 12. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

При эксплуатации скважин штанговыми установками подача насоса должна соответствовать продуктивности скважины. Нередко даже при использовании самой тихоходной насосной

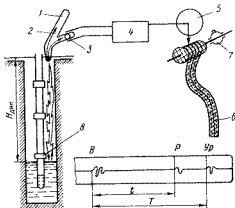


Рис. 13.15. Схема эхометрирования скважины

установки с малым диаметром плунжера и малой длиной хода полированного штока ее подача оказывается больше продуктивности скважин. В результате насос работает с отрывом струи, незаполненным цилиндром, при ходе вниз происходят удары плунжера о жидкость и коэффициент подачи насоса снижается. Для уменьшения расхода энергии и увеличения межремонтного срока службы оборудования такие скважины эксплуатируют периодически с остановками работы насосной установки для накопления жидкости в скважине.

Для периодической эксплуатации выбирают скважины без выноса песка с высоким уровнем жидкости при длительном времени наполнения. Скважины с низкими и быстро восстанавливающимися уровнями переводить на периодический способ эксплуатации нецелесообразно, так как необходимо часто запускать и останавливать работу скважины. Наибольший эффект при периодической эксплуатации достигается на скважинах, имеющих большой зумпф. В этом случае прием насоса или сам насос спускают ниже подошвы пласта и эксплуатация скважины осуществляется без противодействия на пласт.

Для периодической эксплуатации скважин выбирают насосы с возможно малыми диаметрами плунжера и наибольшей длиной хода сальникового штока с наименьшим допустимым числом качаний. Контроль периодической эксплуатации скважин проводят с использованием системы телемеханики, имеющей блок местной автоматики с различными датчиками пуска и остановки работы скважины по заданной программе.

§ 13. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Рациональную глубину погружения насоса под динамический уровень устанавливают на основе опыта с таким расчетом, чтобы коэффициент подачи насоса был не меньше 0,7—0,8. При этом учитывают количество газа, попадаемого под плунжер, объемы утечки жидкости и степень деформации труб и штанг в процессе работы установки.

При большом газовом факторе с целью уменьшения попадания свободного газа в цилиндр глубину погружения насоса увеличивают или устанавливают газовый якорь. Например, установлено, что при газовом факторе 55—60 м³/м³ и давлении насыщения 8,5—9,0 МПа коэффициент подачи насоса достигает 0,65—0,75 при давлении на приеме насоса 1,5—2 МПа, т. е. глубина погружения насоса равна в среднем 180—250 м. При использовании газовых якорей глубину погружения насоса под динамический уровень можно уменьшить до 40—50 м.

Для снижения нагрузки на головку балансира, а также увеличения длины подвески насоса в глубоких скважинах применяют ступенчатые колонны насосных штанг и насосы с мень-

шим диаметром плунжера и большей длиной хода сальникового штока.

В случае выноса песка вместе с продукцией скважины выбирают насосы с плунжером, имеющим кольцевые канавки, или на приеме насоса устанавливают песочный якорь.

Для выбора оборудования и установления режима его работы профессором А. Н. Адониним предложены простые диаграммы (рис. 13.16). На диаграмме нанесены области применения насосов различных диаметров D_n и типы станков-качалок

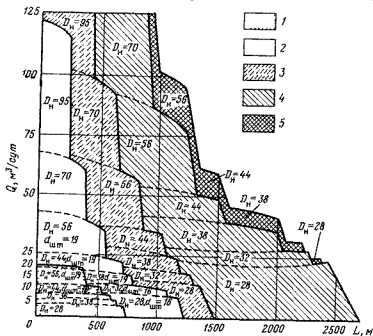


Рис. 13.16. Диаграммы для выбора штангового насосного оборудования:
1 — СК2 615, 2 — СК3 615, 3 — СК5-1812, 4 — СК10 2115, 5 — СК10-3012

в зависимости от подачи насоса Q и глубины спуска насоса L .

Например, для насоса с $Q=25$ м³/сут, $L=1500$ м и при незначительном давлении на приеме насоса по диаграмме для станка-качалки СК10-2115 выбирают насос $D_n=32$ мм, $S=2,1$ м и $n=15$. Принятые значения S и n выбираются в том случае, если бы точки с координатами $Q=25$ м³/сут и $L=1500$ м совпали с верхней границей. Поэтому, оставляя значение $S=2,1$, для получения $Q=25$ м³/сут число ходов n можно найти из соотношения

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = \frac{n}{n_{\max}}, \quad (13.32)$$

где $Q_{\max}$ — максимальный дебит, соответствующий верхней гра-

нице поля данного насоса, м³/сут; n — максимальное число качаний в минуту, установленное для данного станка-качалки.

Подставляя значения $\frac{25}{30} = \frac{n}{15}$, получим $n = 12,5$.

Коэффициент наполнения насоса при составлении диаграммы принят равным 0,85, плотность жидкости — 900 кг/м³. Поэтому найденные параметры являются средними.

Конструкцию колонны штанг можно подобрать в табл. 8.

Таблица 8

Диаметр насоса, мм	Диаметры штанг, мм				
	СК2-615	СК3-915	СК5-1812	СК10-2116	СК10-3012
68	—	22	22	25	25
55	19	19	22×19	25×22	25×22
43	16	19	22×19	25×22×19	25×22×19
38	16	19	22×19	25×22×19	25×22×19
32	16	16	22×19	25×22×19	25×22×19
28	16	16	22×19	25×22×19	25×22×19

Как следует из табл. 8, для нашего случая рекомендуется трехступенчатая колонна штанг: 25 мм — $1500 \cdot 0,23 = 345$ м; 22 мм — $1500 \cdot 0,26 = 390$ м; 19 мм — $1500 \cdot 0,51 = 765$ м.

Глава 14

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПОГРУЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ

Современные штанговые насосы не позволяют эксплуатировать скважины большой глубины, которые достигают 5000 м и более, что объясняется необходимостью иметь громоздкое тяжелое оборудование со штангами, изготовленными из стали высокой прочности. Да и подача этих насосных установок недостаточна. Поэтому в настоящее время разработаны принципиально новые бесштанговые насосные установки с переносом двигателей на забой.

Широкое применение в нашей стране получили погружные установки центробежных электронасосов. Начали применяться гидropоршневые насосы, и прошли успешные промышленные испытания винтовые насосы. Средний дебит нефтяной скважины, оборудованной такой установкой, составляет 120—140 т/сут, в то время как дебит скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, всего 15 т/сут. Большое преимущество этих установок — простота обслуживания, большой межремонт-

ный период работы — более 1 года. Нередки случаи, когда на отдельных месторождениях установки работают более 2—3 лет без подъема.

§ 1. УСТАНОВКА ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

Установка погружного центробежного электронасоса состоит из следующих основных элементов: насосного агрегата (насос 3, электродвигатель 1, протектор 2), который спускается на колонне насосно-компрессорных труб; бронированного кабеля 4; устьевой арматуры 5; автотрансформатора 6 и станции управления 7 (рис. 14.1).

Погружной электродвигатель (ПЭД) 1 расположен под насосом 3, вал которого соединяется с валом насоса посредством шлицевого соединения вала протектора 2. ПЭД представляет собой асинхронный двигатель трехфазного тока в герметичном исполнении — помещен в стальную трубу, заполненную трансформаторным маслом. Ток питания подводится через бронированный кабель 4, который спускается в скважину параллельно насосно-компрессорным трубам (НКТ) и крепится к ним хомутиками. Конец кабеля плоский. Кабель имеет кабельную муфту для соединения токоподвода с выводными концами статорной обмотки. Питание электродвигателя осуществляется от промысловой сети, напряжение которой регулируется автотрансформатором 6. Управление и контроль за работой насоса проводят с помощью станции управления 7.

Длина электродвигателя (рис. 14.2) в зависимости от мощности может достигать 10 м. Статор двигателя состоит из магнитных 5 и немагнитных 4 пакетов, собранных в общем корпусе 2. Обмотка статора (общая для всех пакетов) выполнена из масло- и теплостойких материалов. Ротор двигателя состоит из отдельных секций 6, собранных на валу 1. Между роторными секциями установлены промежуточные опорные подшипники качения или скольжения 3. Скорость вращения ротора ПЭД составляет около 3000 об/мин.

Для серийных центробежных насосных установок выпускают двигатели мощностью от 10 до 125 кВт. Наружные диаметры корпусов равны 103, 117 и 123 мм. В настоящее время выпускаются погружные электродвигатели в термостойком исполнении для эксплуатации установок при температурах до 95 °С.

Погружной центробежный электронасос (рис. 14.3) монтируется также в стальной трубе. Рабочие колеса 4 собраны на валу 3 (на шпонке) скользящей посадкой. Колеса расположены в соответствующих направляющих аппаратах 5 как на подшипниках. Для уменьшения трения в расточку нижнего диска колеса запрессованы текстолитовые шайбы 6. Вал поддерживается подшипниками: верхним — скольжения 2 и нижним 7 —

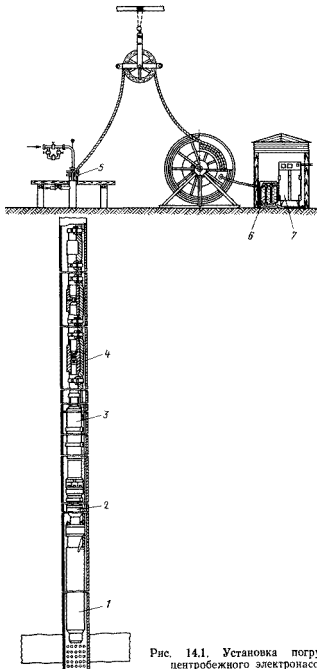


Рис. 14.1. Установка погружного центробежного электронасоса

Рис. 14.2. Погружной электродвигатель

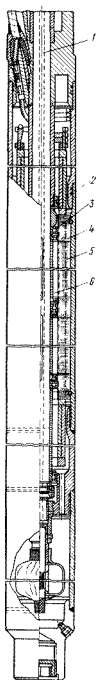
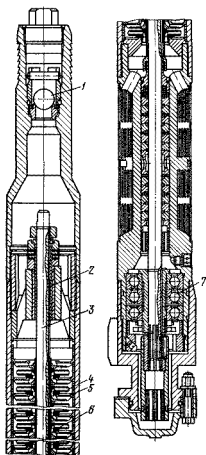


Рис. 14.3. Погружной центробежный электронасос



радиально-упорным. Число рабочих колес и направляющих аппаратов (ступеней) в серийно выпускаемых насосах колеблется от 84 до 332. Длина корпуса насоса не превышает обычно 5,5 м. При большом числе ступеней их размещают в двух, а иногда и в трех корпусах, соединенных в секции одного насоса. В соединительном патрубке верхней части насоса устанавливают обратный шариковый клапан 1, который необходим для заполнения НКТ жидкостью перед пуском насосного агрегата в эксплуатацию и удержания жидкости в них при вынужденных

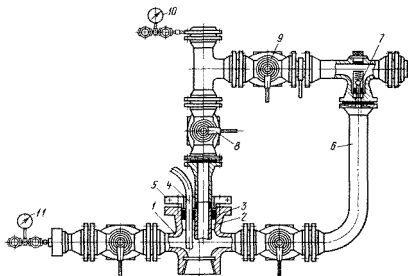


Рис. 14.4. Оборудование устья скважины

остановках работы скважины. Над обратным клапаном в конце НКТ имеется сливной патрубок, используемый для спуска жидкости при подъеме насосного агрегата на поверхность.

В зависимости от условий эксплуатации используют также насосы в износостойчивом исполнении, которые применяют в обводненных скважинах со значительным содержанием песка (до 1 %). Рабочие колеса этих насосов изготовляют из полиамидной смолы, а в корпусе насоса устанавливают промежуточные резино-металлические подшипники.

Протектор состоит из двух герметично изолированных друг от друга секций, через которые проходит вал с двумя шлицевыми концами для соединения посредством специальных муфт с валами насоса и электродвигателя. Верхняя секция заполнена специальной смазкой для снабжения упорных подшипников насоса, а нижняя секция — трансформаторным маслом для подачи

в электродвигатель по мере ее убыли при работе. Давление в секциях протектора несколько больше давления в скважине, что предотвращает возможность попадания скважинной жидкости в двигатель.

Корпусы насоса, протектора и электродвигателя соединены между собой фланцами. Наружные диаметры корпуса насоса и протектора соответственно равны 92 и 114 мм.

Устье скважины оборудуют устьевым оборудованием ОУЭН (рис. 14.4). Насосный агрегат на НКТ подвешивают на специальной разъемной эксцентричной планшайбе 5, имеющей отверстие для кабеля 4. Крестовина 1 навинчивается на ответную муфту колонной головки и имеет боковые задвижки. Места ввода кабеля и НКТ уплотняются разъемным корпусом 2 и резиновым уплотнителем 3, который поджимается разъемным фланцем. Межтрубное пространство соединено с выкидной линией 6, на которой установлен обратный клапан 7 для отвода газа при работе скважины. Задвижка 8 позволяет спускать в скважину различные измерительные приборы и механические скребки для очистки подъемных труб от парафина. С этой целью на тройнике устанавливают лубрикатор. Задвижка 9, установленная на выкиде устьевой арматуры, необходима для изменения режима работы скважины в процессе ее исследования. Давления на выкиде и в межтрубном пространстве измеряются манометрами 10, 11.

§ 2. ВЫБОР ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ОБЛАСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Нормальный ряд погружных центробежных электронасосов состоит из 100 и более типоразмеров насосов, отличающихся друг от друга подачей, напором и габаритами. В настоящее время наибольшее применение эти насосы получили для эксплуатации скважин, обсаженных трубами диаметрами 146 и 168 мм. Максимальные габариты насосных агрегатов с учетом кабеля для этих скважин — 114 и 136 мм.

На рис. 14.5 показаны области применения погружных центробежных электронасосов. Как видно из рисунка, насосы с подачей 40, 80, 130, 200 м³/сут и напорами от 1400 до 1600 м применяются для эксплуатации скважин диаметром 146 мм, а с подачей 100, 160, 250, 350, 500 и 700 м³/сут и более и напорами от 1500 до 3000 м — для скважин 168 мм.

На рис. 14.6 приведена рабочая характеристика центробежного электронасоса. Как видно из рисунка, при увеличении напора H подача насоса Q уменьшается, а увеличение мощности насоса N приводит к увеличению подачи насоса. К. п. д. насоса η с увеличением подачи насоса сначала увеличивается, достигает максимального значения, а затем резко уменьшается.

При выборе насоса для эксплуатации скважин необходимо, чтобы паспортная суточная его подача не превышала суточной производительности скважины. В случае несоответствия этих условий либо ограничивают подачу насоса увеличением противодавления на устье, либо уменьшают развиваемый им напор уменьшением числа ступеней. Рекомендуются пользоваться вторым способом, так как при создании противодавления на устье нерационально расходуется электроэнергия, происходит быстрое изнашивание трущихся деталей и узлов насоса и сокращается срок его службы.

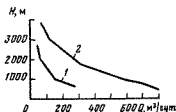


Рис 145 Кривые зависимости напора насоса от подачи
Для скважины диаметром, мм: 1 — 146, 2 — 168

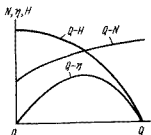


Рис 146. Рабочая характеристика погружного центробежного насоса

Число ступеней, которое необходимо снять с насоса, определяется по формуле

$$\Delta z = z_n \left(1 - \frac{H_{\text{пол}}}{H_n} \right), \quad (14.1)$$

где z_n — число ступеней насоса по паспорту; $H_{\text{пол}}$ — напор, необходимый для подъема заданного количества жидкости из скважины; H_n — напор, соответствующий характеристике насоса. Полезный напор насоса должен соответствовать условию

$$H_{\text{пол}} = h_0 + h_{\text{тр}} + h'_{\text{тр}}, \quad (14.2)$$

где h_0 — расстояние от устья до динамического уровня; $h_{\text{тр}}$ — потери напора на трение в подъемных трубах; $h'_{\text{тр}}$ — потери напора при транспортировании жидкости от устья скважины до сборного пункта, м.

Погружные центробежные установки могут работать устойчиво, если в извлекаемой жидкости содержание механических примесей не превышает 1 мас. % и свободного газа — не более 2 об. % перекачиваемой жидкости. Увеличение объема свободного газа на приеме насоса приводит к снижению напора и подачи вплоть до полного ее прекращения. Для устранения вредного влияния свободного газа на работу центробежных

электронасосов их погружают ниже динамического уровня на 250—350 м, а иногда и до 600 м (в зависимости от количества газа). С этой целью применяют также газосепараторы.

Эти насосные установки применяют для эксплуатации как вертикальных, так и наклонных скважин, закачки воды в пласт, раздельной эксплуатации двух пластов и др. Погружные центробежные электронасосы, используемые для закачки воды в пласт, имеют диаметр 375 мм, длину 7,6—9,5 м. Они обеспечивают подачу от 1500 до 3800 м³/сут при напорах с 1500 до 3000 м и мощности электродвигателя 500 кВт.

В настоящее время успешно работают на скважинах беструнные погружные центробежные электронасосы, спускаемые в скважину на кабель-канате. Подъем жидкости осуществляется через обсадные трубы, в связи с чем намного снижаются гидравлические потери. Эксплуатация скважин этими насосами позволяет увеличить подачу в 2 раза, так как значительно увеличиваются их габариты. При эксплуатации скважин с применением беструнных насосов двигатель помещается выше насоса, а для отделения скважины от полости всасывания применяют специальные пакеры-разобщители. Эксплуатация скважин беструнными насосами возможна тогда, когда нефть поднимается без воды и песка и не откладывается парафин на стенках обсадных труб. Насосы, спускаемые на кабель-канате, с успехом могут применяться при внутрискважинном заводнении пластов.

Для обеспечения подъема жидкости с больших глубин применяют установки центробежных электронасосов со спаренными электродвигателями, которые должны иметь одинаковые характеристики. При использовании спаренных насосов увеличивается сила тока и диаметр кабеля на 2—5 мм.

§ 3. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ПОГРУЖНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ

Исследование скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами, проводят по методу установившихся режимов их работы. Поскольку центробежный насос может работать при нулевой подаче, насосные трубы заполняют до устья, закрывают скважину, затем включают установку в работу и определяют напор.

$$H = h_1 + \frac{p_1}{\rho g}, \quad (14.3)$$

где h_1 — расстояние от устья до статического уровня, м; p_1 — давление на выкиде насоса при закрытой задвижке, МПа; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с².

Затем задвижку полностью открывают и дают насосу работать до установившегося режима, т. е. до постоянства суточ-

ного дебита. После этого быстро закрывают задвижку и измеряют устьевое давление p_2 .

Напор, создаваемый насосом в новых условиях:

$$H = h_2 + \frac{p_2}{\rho g}, \quad (14.4)$$

где h_2 — неизвестное расстояние от устья до динамического уровня, м.

Так как левые части уравнения, т. е. напоры, равны

$$h_2 - h_1 = \frac{p_1 - p_2}{\rho g}, \quad (14.5)$$

то отсюда можно определить h_2 , а значит, и коэффициент продуктивности скважины K (в м^3) на 1 м понижения уровня:

$$K = \frac{Q}{h_2 - h_1}, \quad (14.6)$$

где Q — установившийся дебит при работе скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Скважины, оборудованные этими установками, можно исследовать и по методу кривых восстановления давления. Для этого в НКТ над центробежным электронасосом устанавливают специальную муфту, называемую «суфлером», которая позволяет соединять датчик манометра с межтрубным пространством. После соединения манометра с межтрубным пространством установку останавливают, по записи скорости увеличения давления на бланке строят кривую восстановления давления и рассчитывают все параметры пласта обычным способом.

§ 4. ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

В нашей стране прошли широкие промышленные испытания винтовые погружные насосы для эксплуатации скважин диаметрами 146 и 168 мм с подачей 40, 80, 100 $\text{м}^3/\text{сут}$ при напорах до 1000 м. В качестве привода в них используются погружные электродвигатели, подобные применяемым в центробежных установках.

Рабочими органами винтового насоса (рис. 14.7) являются однозаходные стальные винты 4 и 2 и резино-металлические обоймы 5 и 1, внутренняя часть которых представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в 2 раза больше, чем шаг винта. Винты соединяются эксцентриковой муфтой 3. Между винтом и обоймой образуются свободные полости или камеры. При вращении винта они заполняются перекачиваемой жидкостью, которая при последующем вращении винта поступает вдоль него к полости нагнетания.

Винтовые насосы выполнены с двумя рабочими органами, имеющими правое и левое направление спирали винта, благодаря чему во время работы они взаимно гидравлически разрушаются и тем самым опорный подшипник и пята предохраняются от больших осевых нагрузок. Поскольку по данной схеме рабочие органы насоса работают параллельно, то при тех же диаметральных габаритах насоса получаем удвоенную подачу. Положительные качества винтового насоса — улучшение его характеристик с увеличением вязкости нефти, малая чувствительность к присутствию свободного газа и возможность подачи жидкости с увеличенным содержанием механических примесей.

§ 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ГИДРОПОРШНЕВЫМИ НАСОСАМИ

Успешные промышленные испытания прошли на месторождениях Башкирии и Баку бесштанговые гидropоршневые насосы. Установка гидropоршневого насоса (рис. 14.8) состоит из погружного оборудования и силового насоса 2, емкости для отстоя жидкости 1 и трапа 3 для очистки. Погружное оборудование состоит из насосной установки, представляющей собой гидравлический двигатель и насос 6, поршни которых жестко соединены штоком.

Для эксплуатации скважины гидropоршневым насосом в нее спускают два ряда concentрически расположенных труб 4 и 5 диаметрами 63 и 102 мм, на концах которых находится седло, плотно посаженное в посадочный конус 7. Насос спускают в трубу диаметром 63 мм, прижимают к посадочному седлу струей жидкости, нагнетаемой сверху силовым насосом, и приводят в действие при помощи золотникового устройства, расположенного между двигателем и самим насосом. Вместе с поршнем двигателя возвратно-поступательное движение совершает поршень насоса и откачивает жидкость из скважины, которая вместе с рабочей жидкостью по кольцевому пространству поднимается на поверхность.

Поднимается насос на поверхность при закачке рабочей жидкости через кольцевое пространство.

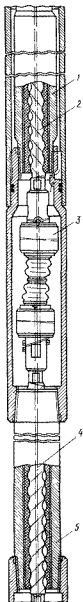


Рис. 14.7.
Винтовой насос

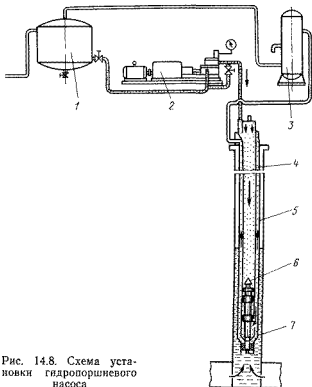


Рис. 14.8. Схема установки гидропоршневого насоса

Гидропоршневой насос позволяет поднимать жидкость с очень больших глубин (до 4000 м) с дебитом до 20 м³/сут. К. п. д. насосной установки достигает 0,6.

Недостаток гидропоршневых насосов — необходимость установки около каждой скважины емкости для рабочей жидкости и специального силового насоса.

Глава 15

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДВУХ И БОЛЕЕ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

При разработке многопластовых месторождений часто объединяют несколько пластов в один эксплуатационный объект и после перфорации эксплуатируют их одной скважиной. Для этого продуктивные пласты должны обладать одинаковым значением приведенных пластовых давлений, сходными физико-химическими свойствами нефти и одинаковой степенью обводненности.

Если эти условия не соблюдаются, многопластовые место-

рождения разрабатывают с применением метода одновременно-раздельной эксплуатации одной скважиной (ОРЭ). В настоящее время предложено много схем и соответствующей конструкции оборудования ОРЭ, которые применяют в зависимости от конкретных геолого-технических условий разработки залежей, эксплуатационных характеристик и технического состояния скважин.

Критериями применения метода ОРЭ являются степень выработанности пластов и близость контура нефтеносности к скважинам, вынос песка из одного или сразу из двух пластов, наличие парафина в извлекаемых нефтях и их температуры насыщения, толщины продуктивных пластов и разделяющих их непроницаемых пропластков, исправность обсадных труб и герметичность цементного камня за колонной.

Общие требования ко всем устройствам ОРЭ — возможности раздельного освоения и пуска в эксплуатацию каждого пласта, раздельного замера дебитов нефти каждого пласта, их обводненности и газосодержания и раздельного исследования каждого пласта на приток.

На промыслах Баку пробурено несколько сот так называемых многорядных скважин, в которых в один ствол ступенчатой конструкции на различные глубины параллельно спущено и цементировано несколько технических колонн для одновременно-раздельной эксплуатации двух и трех пластов одной скважиной. Колонну, спущенную для перекрытия самого нижнего продуктивного пласта, перфорируют обычным способом, а колонну против вышележащих продуктивных пластов перфорируют направленно с таким расчетом, чтобы не повредить другие соседние колонны. Расстояние между центрами эксплуатационных колонн на устье составляет 0,6—0,8 м, для чего строят шахту глубиной до 6 м.

Эксплуатация таких скважин ничем не отличается от эксплуатации однопластовых скважин. Максимальная глубина двухрядных скважин составляет до 1200 м, а трехрядных — 840 м. Опыт эксплуатации таких скважин показал, что затраты на добычу 1 т нефти из них на 39 % ниже, чем при однопластовых скважинах.

При одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов пласты разделяются друг от друга пакером, скважину оборудуют одним или двумя рядами подъемных труб, расположенных параллельно или концентрично, и эксплуатируют по следующим схемам: фонтан—фонтан; фонтан—насос; фонтан—газлифт; фонтан—закачка; газлифт—насос; газлифт—газлифт; газлифт—закачка, насос—насос; насос—закачка; закачка—закачка. По таким же схемам можно осуществлять одновременно-раздельную эксплуатацию нефтяных и нагнетательных скважин с внутрискважинными перетоками газа или воды из одного эксплуатационного пласта в другие.

Накопленный опыт эксплуатации двух пластов одной скважиной по методу ОРЭ показывает его высокую эффективность. Капитальные вложения на строительство и оборудование скважины, а также эксплуатационные затраты в среднем сокращаются на 30 % по сравнению с расходами на бурение и эксплуатацию однопластовых скважин. Кроме того, использование ОРЭ позволяет уплотнять сетку нефтедобывающих и водонагнетательных скважин без затраты дополнительного метража.

На рис. 15.1 показаны некоторые схемы оборудования скважин для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов.

По схеме *а* в скважину для эксплуатации верхнего пласта параллельно первой колонне диаметром 60 мм спускают второй ряд труб 3 диаметром 48 мм. Предохранительные кольца 1 создают плавный переход от поверхности соединительных муфт к поверхности трубы, исключая зацепление муфт при спуско-подъемных операциях. Потом в скважину опускают хвостовик 9 диаметром 73 мм с седлом шарового клапана 10, пакером 8, гидравлическим якорем 6 и клапаном 5. В хвостовик помещают второй ряд труб 7 диаметром 48 мм с уплотнительным конусом, сающимся в седло 4 верхнего конца хвостовика. Эта концентричная сборка спускается в скважину на трубах диаметром 60 мм. По ним поднимается продукция нижнего пласта. Башмак второго ряда труб 3 (48 мм) устанавливают над фильтром верхнего пласта. Эксплуатация пластов начинается одновременно. Для этого в трубы диаметром 60 мм забрасывается металлический шарик, который, дойдя до седла в конце лифта, отключает от него нижний пласт. Облегченная промысловая жидкость, нагнетаемая в колонну 2, вытесняет из нее глинистый раствор через башмак трубы 7 и проходит через перепускной клапан 5 во второй ряд труб 3 и далее поднимается на поверхность.

При близком расположении пластов и незначительной разнице давлений отпадает необходимость спуска хвостовика 9 и гидравлического якоря 6, препятствующего смещению пакера и труб 2 под действием большого давления в нижнем пласте.

Устье скважины оборудуется специальной сдвоенной фонтанной арматурой тройникового типа с двухструнными выкидными линиями для каждого пласта. Имеется ряд модификаций оборудования скважин по схеме фонтан—фонтан, приспособленных для различных эксплуатационных условий.

Оборудование скважин по схеме *б* предназначено для раздельной эксплуатации двух пластов штанговыми насосами и фонтанным способом со смешением продукции пластов в колонне насосных труб. В нижней части насосных труб 5 устанавливается хвостовик, состоящий из двух концентрических рядов труб 9 и 10 диаметрами 73 и 48 мм с шаровым клапаном 13. Для разобщения пластов на наружной колонне устанавливается пакер 12 шплисового типа. Внутренний ряд труб под-

вешивается на конусной опоре 8. На трубах 5 монтируются замковая опора 6 для штангового насоса 7 и золотниковый клапан 3 для прохода жидкости верхнего фонтанного пласта

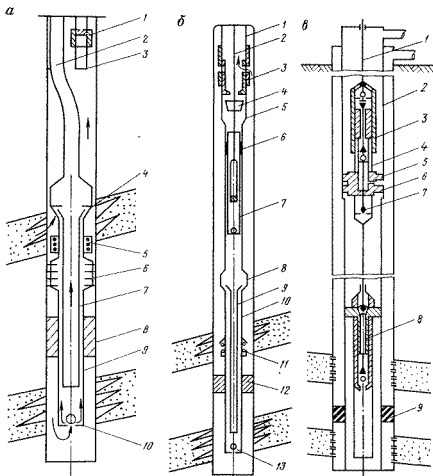


Рис. 15.1. Схемы подземного оборудования скважин для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов:

а — фонтан-фонтан, б — насос-фонтан, в — штанговый насос — штанговый насос

в насосные трубы. Клапан 3 открывается при спуске в скважину штангового насоса с помощью специального захвата 4, установленного на штангах 2. При подъеме насоса этот захват закрывает клапан 3. Оборудование спускается в скважину на трубах 1 диаметром 89 мм.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой с сальниковым уплотнением полированного штока. Дебит фонтанного пласта регулируется штуцером.

Пласты осваиваются одновременно до спуска в скважину насоса (при закрытом клапане 3). Промывочная жидкость подается в трубы, минует башмак внутренней трубы 9 и далее по кольцевому пространству между внутренней и внешней трубами через перепускной клапан 11 попадает в эксплуатационную колонну скважины, движется к устью, вызывая фонтанирование верхнего пласта. При этом фонтанирование происходит через кольцевое пространство между обсадной колонной и трубами 1. При спуске насоса 7 клапан 3 открывается и продукция обоих пластов поступает на поверхность по трубам 1.

Оборудование скважины по схеме а предназначено для раздельной эксплуатации двух пластов штанговыми насосными установками. Оно состоит из вставного насоса 8, специального насоса 3 с подвижным цилиндром, колонны труб 2. Привод насосов осуществляется станком-качалкой через колонну штанг 1. Вначале в скважину спускают трубы с пакером 9, якорем с замковой опорой верхнего насоса с муфтой 6, имеющей поперечные отверстия, а затем на штангах—последовательно соединенные насосы. Опорный конус 5 верхнего насоса имеет продольные пазы, через которые проходит специальная штанга 4, передающая возвратно-поступательное движение от цилиндра верхнего насоса плунжеру нижнего насоса.

Цанговое крепление 7 конуса и специальной штанги обеспечивает надежность посадки верхнего насоса. Продукция из нижнего пласта с помощью насоса 8 нагнетается в трубы через продольные пазы в опорном конусе верхнего насоса. Продукция верхнего пласта поступает в плунжер верхнего насоса через систему совмещенных отверстий в муфте 6 и опорном конусе 5 и далее поднимается по тем же трубам 2. При необходимости раздельного транспортирования продукции обоих пластов на поверхность используют полые штанги, по которым поднимается продукция из верхнего горизонта. Отбор газа из подпакерного пространства проводится с помощью газоотводного клапана через межтрубное пространство. При измерении дебита пластов используется отключатель верхнего насоса, который приводится в действие при дополнительном опускании штанг с помощью удлинителя хода плунжера.

Помимо рассмотренных вариантов оборудования при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной, разработано несколько других модификаций, предназначенных для различных условий эксплуатации. Это оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов погружными электронасосами; эксплуатации одного пласта штанговым насосом, а другого — погружным электронасосом; раздельной газ-

лифтной эксплуатации; добычи нефти из одного пласта и закачки воды в другой пласт; раздельной закачки воды в два пласта через одну нагнетательную скважину и т. п.

Глава 16

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

§ 1. ПРИЧИНЫ НИЗКОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Причинами низкой продуктивности скважин являются:

- 1) низкая естественная проницаемость продуктивного пласта;
- 2) снижение проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин;
- 3) недостаточная перфорация скважин.

Естественная проницаемость призабойной зоны зависит от гранулометрического состава пород, слагающих продуктивные пласты, их глинистости, карбонатности и наличия в породах системы как естественных, так и искусственных трещин. Как уже отмечалось, основные потери давления при эксплуатации скважин происходят в призабойной зоне пласта, что объясняется сгущением линий токов по мере их приближения к забоям скважин и увеличением скорости движения жидкости в перфорационных отверстиях. Поэтому для повышения производительности скважин на месторождениях с низкопроницаемыми пластами необходимо создавать, применяя различные способы воздействия на призабойные зоны пластов, дополнительные высокопроницаемые фильтрационные каналы.

Снижение продуктивности скважин происходит в процессе бурения в результате проникновения фильтрата глинистого раствора или самого глинистого раствора в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата глинистого раствора с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок. Также могут образоваться стойкие эмульсии и может снижаться фазовая проницаемость пород пласта для нефти. При контакте фильтрата глинистого раствора с породами происходит набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства. Снижение проницаемости призабойной зоны пласта наблюдается и при эксплуатации нефтяных скважин. В связи с падением давления в призабойной зоне пласта происходит нарушение термодинамического равновесия в пластовой системе и из нефти выделяется свободный газ, снижается температура и происходит отложение парафина и асфальтосмолистых веществ в породах и трещинах пласта.

Очень сильно загрязняется призабойная зона пласта и в результате попадания в нее рабочих жидкостей при проведении на скважинах различных ремонтных работ.

Снижение проницаемости призабойной зоны нагнетательных скважин происходит в результате бикарбонатного распада при закачке в пласт жесткой холодной воды и закупоривания пор и трещин продуктами коррозии, илом, нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде.

Нередко причиной низкой продуктивности скважины может быть недостаточная их перфорация вследствие применения маломощных перфораторов с малыми зарядами, особенно на глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Для увеличения или восстановления продуктивности скважин проводят различные мероприятия с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта увеличением размеров пор или созданием новых трещин, а также очисткой пор и трещин от закупоривающего материала.

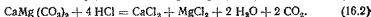
§ 2. КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

Кислотные обработки скважин — один из эффективных и широко используемых методов по воздействию на призабойные зоны пластов.

Сущность кислотных обработок скважин заключается в том, что в призабойную зону пластов с помощью насосных агрегатов закачивают кислотные растворы, которые, вступая в реакцию с растворимыми включениями пород пласта, расширяют существующие в них поры и трещины или вновь создают разветвленную сеть фильтрационных каналов.

В качестве основных кислотных растворов как в нашей стране, так и за рубежом применяют растворы соляной и фтористоводородной (плавиковой) кислот. Значительное применение за последнее время получили растворы бифторид—фторид аммония ($\text{NH}_4\text{FHF} + \text{NH}_4\text{F}$) в растворах соляной кислоты.

При воздействии на призабойную зону пластов растворами соляной кислоты происходит растворение карбонатов, содержащихся в породах продуктивного пласта:



Растворимые соли хлористого кальция CaCl_2 и хлористого магния MgCl_2 легко удаляются из призабойной зоны пласта при пуске скважины в эксплуатацию. Углекислый газ в условиях высоких пластовых давлений полностью растворяется как в воде, так и в нефти и выносится на поверхность.

Нередко под действием кислотного раствора образуются длинные дренажные каналы, которые соединяются с высокопроницаемыми участками пласта, и производительность скважин увеличивается в десятки и даже в сотни раз по сравнению с первоначальной.

Глубина проникновения кислотного раствора в пласт и эффективность кислотной обработки в целом зависят от пластовых температуры и давления, концентрации кислотного раствора и химического состава пород, а также от объема кислотного раствора и скорости закачки его в пласт. При увеличении температуры выше 20 °С основная масса известняка растворяется сразу же в течение 5—20 мин. Следовательно, при обработке высокотемпературных скважин с целью обеспечения ввода кислотного раствора глубоко в пласт необходимо повышать скорость закачки кислоты или проводить предварительное охлаждение забоя скважины, применять различные замедлители реакции кислоты с породами пласта или получать кислоту непосредственно на забое или в призабойной зоне пласта.

С повышением давления скорость растворения пород в кислоте очень сильно замедляется. Например, при давлении 0,7 МПа время нейтрализации кислотного раствора 15 %-ной концентрации при реакции с породами пласта в 6—10 раз увеличивается по сравнению со временем нейтрализации его в атмосферных условиях; при давлении 0,7—1 МПа время нейтрализации увеличивается в 30—35 раз, а при 2—6 МПа — в 70 раз.

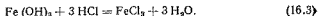
В связи с вышеизложенным, кислотные обработки скважин условно подразделяют на простые кислотные обработки, т. е. путем продавки кислотного раствора в пласт на малой (первой) скорости насосного агрегата, и кислотные обработки под давлением. Последний вид кислотной обработки в основном применяется на высокотемпературных скважинах с высокой карбонатностью пород призабойной зоны пласта.

На основе лабораторных опытов и практики установлено, что для обработки скважин необходимо применять 10—15 %-ные растворы соляной кислоты. Применение кислотного раствора большей концентрации вызывает интенсивную коррозию труб и оборудования и может привести к частичному растворению гипса, который выпадает в осадок. Однако с появлением эффективных ингибиторов коррозии, специального высокопроизводительного оборудования с хорошей противокислотной защитой, а также возможности быстрого удаления продуктов реакции из призабойных зон пластов в настоящее время стали использовать кислотные растворы более высокой концентрации (25—28 %).

В зависимости от карбонатности пород, их проницаемости и температуры на 1 м толщины пласта берут 0,4—1,6 м³ кислотного раствора. Для обработки слабокарбонатных песчаных коллекторов достаточно и 0,4—0,6 м³. Для обработки песчаных коллекторов обычно берут 0,4—0,6 м³ на 1 м толщины пласта, а для обработки песчаников с более высокой проницаемостью и высокой карбонатностью — несколько большие объемы (0,8—1,0 м³).

При обработке раствором соляной кислоты нагнетательных

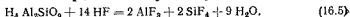
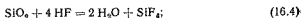
скважин с целью восстановления их приемистости она реагирует с гидроокисью железа



Растворимая соль хлорида железа может быть выброшена на поверхность изливаемой водой или закачана в глубь пласта при пуске скважины в эксплуатацию. Если призабойная зона нагнетательных скважин закупорена одновременно смесью коррозийных отложений, ила и высокомолекулярных компонентов нефти, то в результате кислотной обработки удастся растворить продукты железа и диспергировать взвеси ила и нефтепродуктов, вынести их на поверхность изливом. Для обработки нагнетательных скважин рекомендуют брать большие объемы кислотных растворов, которые рассчитывают по количеству введенной в пласт вместе с закачиваемой водой гидроокиси железа.

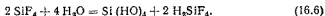
Фтористоводородную (плавиковую) кислоту применяют для увеличения проницаемости призабойной зоны пластов, представленных терригенными породами, путем растворения песчано-глинистых включений пород пласта.

Реакция фтористоводородной кислоты с силикатными материалами происходит по схеме:



Первая реакция HF с кварцем протекает настолько медленно, что не представляет собой практического интереса при обработке скважин. Вторая реакция с алюмосиликатами является наиболее важной для обработки скважин и протекает довольно быстро, хотя и значительно медленнее, чем реакция соляной кислоты с карбонатами.

Образовавшийся в результате реакции фтористый кремний реагирует с водой, находящейся в растворе, по следующей схеме:

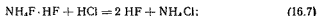


По мере снижения кислотности раствора $\text{Si}(\text{OH})_4$ может превратиться из золя в студнеобразный гель, прочно запечатывающий часть порового пространства пласта. Кроме того, если в породах пласта содержатся карбонаты Ca и Mg, в процессе их реакции с плавиковой кислотой образуются труднорастворимые фториды CaF_2 , MgF_2 . Поэтому для обработки скважин применяется смесь соляной кислоты с плавиковой, которая называется глинокислотой или грязевой кислотой. За оптимальное количество составных частей в глинокислоте принимают содержание HF от 3 до 5 %, а HCl — от 8 до 10 %.

Для предотвращения образования в поровом пространстве геля кремниевой кислоты, а также фторидов перед глинокислотной обработкой скважины рекомендуется растворять карбо-

наты, содержащиеся в породах пласта, раствором соляной кислоты.

Как и плавиковая кислота, бифторид-фторид аммония применяется для приготовления рабочего раствора глиноукислоты для обработки терригенных коллекторов. При растворении его в соляной кислоте образуются плавиковая кислота и хлористый аммоний



Бифторид-фторид аммония обладает многими преимуществами. Стоимость 1 м³ глиноукислоты, приготовленной на основе бифторид-фторид аммония, значительно ниже стоимости 1 м³ глиноукислоты, полученной за счет использования товарной плавиковой кислоты. Образование в растворе NH_4Cl ее улучшает качество. Поскольку бифторид-фторид аммония — гетерогенный материал, он удобен в транспортировании и менее опасен для обслуживающего персонала, чем плавиковая кислота. Хранится и перевозится этот материал в двойных мешках (полиэтилен—бумага) или в бочках, высланных полиэтиленовой пленкой.

§ 3. БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ВРЕДНЫМ ВЛИЯНИЕМ ПРИМЕСЕЙ В КИСЛОТНОМ РАСТВОРЕ ПРИ ОБРАБОТКАХ СКВАЖИН

Существенные недостатки кислотных обработок — это высокая коррозионная активность кислотных растворов и содержание в них вредных примесей железа, серной кислоты и др. Для борьбы с коррозией и предупреждения закупоривания пор и трещин железом и сульфатами в растворы кислот добавляют различные химические реагенты, называемые ингибиторами коррозии и стабилизаторами.

Ингибиторы коррозии. Скорость коррозии труб и оборудования при кислотной обработке зависит от концентрации кислотного раствора, температуры и давления. В высокотемпературных скважинах скорость коррозии настолько увеличивается, что становится практически невозможным проводить кислотные обработки без специальной подготовки кислотного раствора. В связи с коррозией металла кислотный раствор обогащается продуктами железа, уменьшается концентрация кислотного раствора.

Для снижения коррозионной активности кислотного раствора применяют специальные реагенты, называемые ингибиторами коррозии, добавление которых в небольших дозах в растворы кислот позволяет сохранить их первоначальную кислотность и защитить наземное и подземное оборудование от коррозионного разрушения.

На промыслы заводы поставляют солянокислотные растворы с ингибитором коррозии униколом (ПБ-5). При дозировке 0,05 % уникола ПБ-5 коррозионная активность 10%-ного кислотного раствора при нормальных условиях снижается в 15 раз, а при дозировке 0,5 % — в 42 раза. Однако с повышением температуры в скважине ингибиторный эффект раствора резко снижается. Например, при дозировке в 10 %-ный кислотный раствор 0,1 % уникола ПБ-5 при температуре 70 °С скорость коррозии снижается только в 9 раз, а при 110 °С — всего в 7 раз. Кроме того, ингибитор ПБ-5 имеет еще один недостаток — способность высаливаться в минерализованной воде или выпадать в осадок в порах пласта в виде черной липкой массы после нейтрализации кислотного раствора.

В промышленной практике применяется много других, более эффективных ингибиторов коррозии, которые являются лучшими замедлителями реакции кислотного раствора с металлом. Они же обычно являются и замедлителями реакции кислот с породами в условиях высоких температур. К ним относится катапин А, дозировка 0,1 мас. % которого в кислотный раствор при температуре 70 °С снижает скорость коррозии в 31,6 раз. При нормальных условиях ингибиторный эффект катапина А достигает 55—65. Хорошие ингибиторы коррозии — это марвеллан, уротропин и др. Однако большинство предложенных ингибиторов хорошо работают только при температуре до 100—110 °С. Поэтому кислотные обработки скважин с более высокими забойными температурами рекомендуется проводить с предварительным их охлаждением прокачкой холодной воды в течение 2—3 ч. В зависимости от скорости прокачки этим способом удается снизить температуру забоя до 50—80 °С.

Стабилизаторы. Заводы-поставщики выпускают растворы технической синтетической соляной кислоты 31%-ной концентрации и технической кислоты I сорта 27,5%-ной концентрации. В растворах этих кислот содержание железа не должно превышать 0,03 %, а H_2SO_4 — не более 0,04 %. Однако при транспортировании и хранении кислотного раствора содержание железа увеличивается. Железо, содержащееся в кислотном растворе, при обработке скважины выпадает в осадок в призабойной зоне пласта и закупоривает фильтрационные каналы, а серная кислота, соединяясь с карбонатами, образует нерастворимые даже в соляной кислоте соли $CaSO_4$ и $MgSO_4$. Кроме того, при соединении соляной кислоты с гипсом образуются гели кремниевой кислоты, также выпадающие в осадок.

Для удаления из солянокислотного раствора серной кислоты его обрабатывают хлористым барием



при этом сернокислый барий выпадает в осадок.

Чтобы предупредить выпадения продуктов железа и геля кремниевой кислоты в осадок в порах пласта, в солянокислотный раствор добавляют от 0,8 до 1,6 об. % уксусной кислоты. Уксусная кислота позволяет удерживать в растворе соли железа и алюминия в растворенном состоянии и замедляет процесс взаимодействия солянокислотного раствора с карбонатами. В то же время уксусная кислота растворяет и карбонаты.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН

Приготовление раствора соляной кислоты. Ингибированная соляная кислота 27—31 %-ной концентрации на промысла поступает с завода в гуммированных стальных железнодорожных или автомобильных цистернах, в бочках или фаолитовых контейнерах. Необходимый запас кислотного раствора хранят на базе в специальных стальных емкостях, также гуммированных внутри или покрытых химически стойкими эмалью или лаком в два-три слоя.

Рабочий кислотный раствор заданной концентрации готовят на кислотной базе или непосредственно около скважины перед ее обработкой. Количество товарной кислоты V_T , необходимое для получения заданного объема рабочего кислотного раствора требуемой концентрации, рассчитывают по формуле

$$V_T = \frac{\rho_z - 1000}{\rho_T - 1000} V_z, \quad (16.10)$$

где V_T — объем товарной кислоты, м^3 ; ρ_T и ρ_z — соответственно плотности товарной кислоты и заданного рабочего кислотного раствора, приведенные в справочниках, $\text{кг}/\text{м}^3$; V_z — заданный объем кислотного раствора, м^3 .

Объем воды, необходимый для приготовления заданного объема рабочего кислотного раствора, определяется по формуле

$$V_B = V_z - V_T. \quad (16.11)$$

Для приготовления рабочего кислотного раствора сначала в емкость набирают расчетный объем воды, затем наливают товарную кислоту, объем которой определяют по формуле (16.10). При этом кислотный раствор постоянно перемешивают.

Оборудование, применяемое при кислотной обработке скважин. Для проведения кислотной обработки применяют специальный агрегат Азинмаш-30, смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-257 или другого мощного автомобиля. Агрегат оснащен цистерной с двумя гуммированными секциями по $5,3 \text{ м}^3$ каждая и дополнительной прицепной цистерной вместимостью 6 м^3 с гуммированной внутренней поверхностью ее двух отсеков.

Агрегат Азинмаш-30 оснащен трехплунжерным горизонтальным одинарного действия насосом типа 2НК-500 со сменными

цилиндрами диаметрами 110 и 90 мм, которые обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с при давлениях закачки 5,0—7,6 МПа.

Также на промыслах применяют продавочные агрегаты типа ЦА-320А и 2АН-500. Поскольку эти агрегаты снабжены насосами не в кислотоупорном исполнении, во избежание их разрушения после окончания работы необходимо всю систему промывать чистой водой.

Перевозку и приготовление кислотных растворов осуществляют в автоцистернах 4ЦР вместимостью 9,15 м³, ЦР-20 вместимостью 17,0 м³ и в мерниках, гуммированных или покрытых лаками или эмалями. Последние перевозятся тракторами на санях или на тележках «Восток».

Технология кислотной обработки. На рис. 16.1 представлена наиболее типичная схема обвязки устья и оборудования скважины для проведения кислотной обработки. В схеме имеется обратный клапан 10, который предохраняет от разлива кислотного раствора из скважины при вынужденных остановках насосов, связанных с пропусками в системе, отказом насосных агрегатов и т. п. Перед проведением кислотной обработки насосно-компрессорные трубы (НКТ) 3 спускают до забоя, промывают водой или нефтью скважину и проводят опрессовку системы также водой или нефтью на полуторное давление от ожидаемого.

После заполнения скважины нефтью или водой при открытом межтрубном пространстве 4 через устьевую арматуру 1 и НКТ насосными агрегатами 6 из емкости 8 начинают закачивать в скважину кислотный раствор до тех пор, пока первые порции кислотного раствора не дойдут до забоя. Затем задвижку 11 межтрубного пространства закрывают и в скважину закачивают весь заданный объем кислотного раствора с продавкой его в призабойную зону пласта 5. После этого насосные агрегаты 6 останавливают, а насосным агрегатом 7 продавливают кислотный раствор из НКТ в пласт продавочной жидкостью из емкостей 9. Объем продавочного раствора берут из расчета емкостей НКТ, межтрубного пространства прифилтровой зоны скважины и 0,1—0,2 м³ дополнительного объема жидкости с тем, чтобы кислотный раствор несколько оттеснить от стенки скважины внутрь пласта.

После окончания продавки всего заданного объема кислотного раствора в пласт все агрегаты отсоединяют, а скважину оставляют под давлением на некоторое время для реагирования кислотного раствора с породами пласта. Длительность реагирования кислотного раствора с породами зависит от температуры и пластового давления, а также карбонатности и глинистости пород пласта.

На месторождениях с забойными температурами, не превышающими 40 °С, скважину пускают в эксплуатацию после обработки на другой день (12—16 ч), а высокотемпературные

скважины (100—150 °С) — через 2—3 ч после продавки кислотного раствора в пласт. Если породы представлены глинистыми карбонатами или поры и трещины закупорены отложениями парафина и асфальтосмолистых веществ, скважину оставляют на более длительный срок реагирования. Этим добиваются проникновения кислотного раствора через слой глинистых пород и пленки высокомолекулярных углеводородов и контактирования с карбонатными породами.

Для ускорения освоения скважины после кислотной обработки в схеме обвязки скважины предусматривают подсоедине-

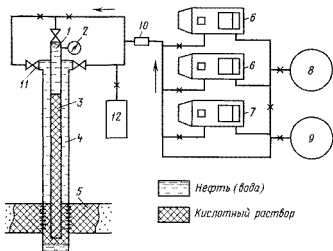


Рис. 16.1. Схема размещения оборудования при кислотной обработке скважины

ние передвижного пускового компрессора 12 по кольцевой системе или газопровода высокого давления системы газлифтной эксплуатации скважин. С целью предупреждения коррозии обсадных труб вызов притока и освоение скважины проводят через НКТ.

При обработке нагнетательных скважин отработанную кислоту можно выбросить на поверхность самоизливом скважины или с применением метода аэрации, или продавить в глубь пласта закачиваемой водой. В качестве продавочной и промывочной жидкостей используют воду, подаваемую с кустовых насосных станций по разводящим водоводам.

Рассмотренная схема обвязки устья и оборудования скважины для кислотной обработки применяется в том случае, если в процессе закачки кислоты в пласт не ожидается высоких давлений нагнетания, превышающих допустимые при данном диаметре обсадных труб. Если это давление окажется выше допу-

стимого, а также, если кислотная обработка проводится на старых скважинах или на скважинах, бывших в ремонте в связи с негерметичностью их колонны, кислотные обработки проводят с применением пакера. На высокотемпературных скважинах, где необходимо закачку кислоты проводить в карбонатные коллекторы на больших скоростях, число насосных агрегатов увеличивают.

Контроль за давлением при кислотных обработках проводят по манометру 2, установленному на продавочной головке, а также по манометрам насосных агрегатов. Скорость закачки кислотного раствора и его продавки в пласт определяется по градуированным отметкам мерников насосных агрегатов, а также с помощью мерной рейки в емкостях 8 и 9. Для оценки эффективности кислотной обработки в процессе освоения скважины рекомендуется отбирать пробы с отработанной жидкостью для определения их кислотности.

§ 5. СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН

Эффективность кислотных обработок скважин с повышением температуры очень сильно снижается. Это объясняется в основном двумя причинами: 1) при транспортировке горячего кислотного раствора из-за коррозии уменьшается его активность; 2) горячий кислотный раствор, попадая в призабойную зону, сразу вступает в реакцию с породами пласта около стенки скважины и теряет свою активность.

Для борьбы с коррозией нефтепромысловых труб и сохранения высокой кислотности раствора применяют различные ингибиторы коррозии, а для замедления реакции кислотного раствора с породами пласта — замедлители. Обычно эффективные ингибиторы коррозии одновременно являются и замедлителями.

В соответствии с конкретными геолого-физическими условиями месторождений и наличием различных технических средств для повышения эффективности кислотных обработок высокотемпературных скважин применяют различные технологические приемы: повышают скорость закачки кислотного раствора в пласт, проводят охлаждение скважины перед ее обработкой путем прокачки холодной воды или нефти, применяют НКТ, внутренние поверхности которых покрыты бакелитовым лаком или остеклованы, чередуют закачку кислотного раствора с закачкой нефтепродуктов, применяют различные углеводородно-кислотные эмульсии, проводят кислотные обработки скважин с получением кислотных растворов на забое или непосредственно в призабойной зоне пласта и др. Рассмотрим некоторые из этих методов более подробно.

Обработка высокотемпературных скважин с применением гидрофобных углеводородно-кислотных эмульсий

Гидрофобные кислотные эмульсии сохраняют в течение определенного времени кислоту в качестве дисперсной фазы и предотвращают вступление ее в реакцию с металлом и породами пласта. Этим достигается возможность транспортирования активного кислотного раствора до забоя и проникновение его в удаленные зоны пласта.

Стойкие углеводородно-кислотные эмульсии получают при добавлении эмульгаторов, которые образуют на границе двух фаз третью фазу, представляющую собой адсорбционные слои. Эти слои обладают аномальными свойствами — повышенной структурной вязкостью, упругостью и механической прочностью на сдвиг, определяют стойкость эмульсии.

В обычных нефтяных и нефтекислотных эмульсиях роль гидрофобных эмульгаторов выполняют растворенные в нефти низкомолекулярные соединения типа щелочно-земельных солей нафтеновых кислот или высокомолекулярные соединения типа асфальтенов и смол, находящиеся в нефти в коллоидно-пептизированном состоянии, и бронирующие твердые эмульгаторы, образуемые высокодисперсными инактивными частицами пород. Высокомолекулярные соединения типа асфальтенов и смол имеют низкую поверхностную активность, образующиеся защитные пленки обладают высокой прочностью и обеспечивают большую устойчивость эмульсии. Нефтекислотные эмульсии, стабилизированные естественными эмульгаторами, могут иметь очень большую вязкость, так как под действием кислоты защитные пленки становятся более прочными, даже «жесткими» структурами. Поэтому для получения качественных нефтекислотных эмульсий необходимо использовать маловязкие нефти или светлые нефтепродукты с меньшим содержанием асфальтосмолистых веществ с введением эффективных эмульгаторов.

Для обработки глубоких скважин (3500—4000 м) с температурой 140—150 °C успешно применяют солярокислотный раствор следующего состава: 69 % раствора соляной кислоты 11 %-ной концентрации, 30 % солярового масла, 0,5—1 % моноэтаноламида (МЭА). Солярокислотная эмульсия гидрофобна и обладает всеми необходимыми качествами для использования ее в условиях высоких температур. Коррозионная активность солярокислотной эмульсии при температуре 90 °C уменьшается в 2—2,5 раза, а при 20 °C эмульсия совсем не реагирует с металлом. При взаимодействии солярокислотной эмульсии с карбонатной породой скорость реакции по сравнению с чистым раствором соляной кислоты при температурах 100, 110 и 120 °C в течение 15 мин замедляется в 4,2—2,15 раза, а в течение 30 мин — в 2—1,2 раза.

Приготовление солянокислотной эмульсии проводится непосредственно около скважины путем перекачки заданного объема солянокислотной смеси с добавкой эмульгатора насосами продавочных агрегатов по системе замкнутой циркуляции.

Кислотные обработки высокотемпературных скважин с предварительным покрытием поверхностей пор и трещин тонким слоем нефти

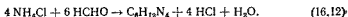
Сущность этого метода заключается в том, что в высокотемпературные скважины закачивают последовательно одну за другой в несколько приемов порции кислотного раствора и нефти. Когда первая порция кислотного раствора проникнет в призабойную зону пласта, в условиях высоких температур сразу происходит реакция с карбонатными породами и получают раствор хлористого кальция и уголекислоту. Вслед за кислотой в обработанную зону пласта подают нефть, которая вытесняет в глубь пласта продукты реакции и покрывает поверхности пор и трещин пленкой нефти. Затем в пласт закачивают новую порцию кислоты, которая из-за наличия нефтяной пленки на поверхностях пор и трещин не успевает контактировать с карбонатами первой обработанной зоны и проталкивается в более удаленные зоны пласта последующей порцией нефти, вступая в реакцию с породами в новой необработанной зоне пласта и т. д. После закачки в призабойную зону пласта всего заданного объема кислотного раствора и нефти порциями скважину оставляют под давлением для реагирования кислотного раствора с породами пласта на 8—12 ч и снова пускают в эксплуатацию. За этот период происходит восстановление температуры в призабойной зоне пласта до первоначальной, что приводит к расплавлению и разрыву пленок нефти и контакту горячего кислотного раствора с карбонатными породами и их растворению. Кроме того, горячий кислотный раствор, проникая в мелкие поры и трещины пород пласта, создает новые фильтрационные каналы в призабойной зоне, в результате чего приток нефти в скважину увеличивается.

При кислотной обработке высокотемпературных скважин по описанной методике значительно снижается кислотная коррозия НКТ. Это объясняется тем, что порции нефти, движущиеся впереди порций кислотного раствора, покрывают тонким слоем внутренние поверхности труб и затрудняют их контактирование с кислотой.

§ 6. ОБРАБОТКА СКВАЖИН С ПОЛУЧЕНИЕМ КИСЛОТЫ НА ЗАБОЕ

Практически полного устранения коррозии нефтепромыслового оборудования, а также увеличения радиуса обработки призабойной зоны в условиях высоких пластовых температур можно достигнуть проведением кислотной обработки скважин

с получением кислотного раствора на забое или непосредственно в пласте около ствола скважины в результате химической реакции водного раствора формальдегида 37—40 %-ной концентрации (формалина) и хлористого аммония:



Выделяющаяся соляная кислота реагирует с карбонатными породами.

При реакции по формуле (16.12) получается гексаметилен-тетрамин (уротропин), который, взаимодействуя с кислотой, снова образует формальдегид. Поэтому берется избыточное количество хлористого аммония по сравнению с расчетным.

На основе лабораторных исследований, проведенных при давлении 20 МПа и температуре 150 °С, а также промышленных опытов при глубине скважин 3100—3500 м и температурах до 140—150 °С установлено, что оптимальными соотношениями формалина и хлористого аммония, при которых получают наибольшие количества кислоты (12 %-ной концентрации), являются:

1) при соединении формалина с водным раствором хлористого аммония — 41 массовая часть формалина, 18 массовых частей хлористого аммония и 41 массовая часть воды;

2) при соединении формалина с кристаллической солью хлористого аммония — 1,5 массовой части формалина и 1 массовая часть хлористого аммония.

Технология кислотной обработки скважин с получением кислотного раствора на забое или в пласте может проводиться по следующим технологическим схемам.

1. Раздельная закачка формалина и раствора хлористого аммония проводится по двум каналам: раствор хлористого аммония по НКТ, а формалин — по межтрубному пространству. Для этого в НКТ при открытом межтрубном пространстве сначала закачивают расчетный объем формалина, а затем через буферную углеводородную жидкость (100—300 л в зависимости от диаметра НКТ) закачивают также расчетный объем раствора хлористого аммония. Когда первая порция раствора хлористого аммония дойдет до башмака НКТ, межтрубное пространство закрывают и, не останавливая подачи хлористого аммония, из него вторым насосным агрегатом начинают продавливать в пласт формалин. Формалин и раствор хлористого аммония, встречаясь у башмака НКТ, смешиваются и поступают в пласт. При этом заранее нужно рассчитывать скорости закачки обоих компонентов таким образом, чтобы у башмака труб получить заданное их соотношение. Продавку компонентов в пласт проводят углеводородной жидкостью в нефтяных и газовых скважинах и водой — в нагнетательных скважинах.

После выдержки скважины под давлением скважину осваивают одним из обычных способов.

2. При открытом межтрубном пространстве в скважину закачивают формалин, затем — смесь буферной углеводородной жидкости с кристаллической солью хлористого аммония. Так же, как и по первой схеме, после достижения хлористым аммонием конца НКТ межтрубное пространство закрывают и каждый компонент по отдельным каналам при расчетных скоростях продавливают в продуктивный пласт. Взаимодействие компонентов начинается на забое ниже башмака НКТ и заканчивается в пласте.

Преимуществом второй схемы является то, что полностью исключается коррозия НКТ и во много раз замедляется скорость реакции смеси с породами пласта.

Недостаток второй схемы заключается в возможности образования на забое пробки из кристаллов соли хлористого аммония, если при достигнутых давлениях закачки смеси не происходит раскрытия трещин пласта. Поэтому перед обработкой необходимо определить давления, при которых происходит раскрытие трещины продуктивного пласта. Эти давления должны быть ниже ожидаемых максимальных давлений при продавке реакционной смеси в пласт.

3. По схеме гидравлического разрыва пласта в трещины призабойной зоны вместе с углеводородной жидкостью вводят кристаллическую соль хлористого аммония с песком или без песка. Затем переходят на первую скорость закачки формалина, который также продавливают в пласт. Для предупреждения преждевременной реакции хлористого аммония с формалином между ними закачивают буферную углеводородную жидкость. Необходимость применения пакера решается в зависимости от величины критического давления раскрытия трещин продуктивного пласта на данной скважине. Если это давление ниже допустимого давления опрессовки обсадных труб, процесс проводят без применения пакера, если больше — с применением пакера.

Реакция компонентов происходит в удаленных частях пласта. Обработку скважины по этой схеме без песка рекомендуется проводить на месторождениях с карбонатными породами, а с песком — на месторождениях с терригенными породами как в нефтяных, так и в нагнетательных скважинах. При подаче солей хлористого аммония с песком совмещают два процесса — кислотную обработку и гидравлический разрыв пласта. Гидравлический разрыв пласта осуществляется с редким (неплотным) распределением песка в трещинах пласта, вследствие чего во много раз увеличивается проницаемость трещин гидравлического разрыва. Соотношение песка и кристаллической соли хлористого аммония можно брать в пределах 1:1—6:1.

Реакционная смесь, полученная соединением формалина с хлористым аммонием, оказывается во много раз менее коррозионно-активной, чем соляная кислота 15%-ной концентрации. Поэтому целесообразно кислотные обработки скважин проводить с получением кислотного раствора около скважины непосредственно перед ее обработкой.

Преимущества проведения кислотных обработок с применением новой рецептуры заключаются в следующем.

1. Нет необходимости завозить большие объемы агрессивной соляной кислоты в труднодоступные далекие нефтяные районы. Вместо этого нужно перевозить кристаллическую соль хлористого аммония в мешках и раствор инертного по отношению к металлу формальдегида в половинном объеме (по сравнению с объемом соляной кислоты).

2. Не требуется иметь на базах емкости больших объемов; при длительном хранении кислотного раствора в условиях базы очень часто происходят разъедание емкостей и утечка кислотного раствора.

3. В связи с дефицитностью ПАВ в условиях разведки не всегда можно подобрать эффективные ингибиторы коррозии и кислотные обработки часто проводят с применением неингибированной кислоты, что сильно снижает их эффективность.

§ 7. ПЕНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН

Значительного замедления реакции кислотного раствора с породами и увеличения радиуса действия можно достичь при пенокислотной обработке скважин.

Пенокислота состоит из кислотного раствора, поверхностно-активного вещества (пенообразователя) и воздуха (газа). Раствор кислоты находится в межпузырьковом пространстве и удерживается там вследствие гидратации молекул ПАВ. При контакте с карбонатной породой в призабойной зоне пласта пенокислота нейтрализуется не сразу, а лишь частично, что особенно важно при обработке высокотемпературных скважин. Этим удается постепенно закачать пенокислоту с достаточной активностью в более удаленные зоны пласта.

Существенное преимущество пенокислоты по сравнению с обычным кислотным раствором — ее способность кратно увеличивать охват обрабатываемого пласта. Это объясняется малой плотностью пен (400—800 кг/м³), повышенной вязкостью, селективностью проникновения пены в более крупные трещины и способностью временно их закупоривать вследствие прилипания пузырьков пены к стенкам трещин, тем самым создавая благоприятные условия для воздействия на трещины и поры меньших размеров. После пенокислотной обработки обычно происходит более полное удаление из призабойной зоны пласта продуктов реакции кислоты с породами, что объясняется следующим. Поскольку обработанная ПАВ жидкая фаза об-

ладает лучшей смачиваемостью поверхностей пород, она вместе с высокодисперсными пузырьками воздуха проникает между пленками нефти, ее высокомолекулярными отложениями и стенками пор и трещин, где происходит реакция с растворимыми породами. А при создании депрессии вследствие снижения давления пузырьки воздуха расширяются и происходят отлипание отложений парафинов и асфальтосмолистых веществ и разрыв пленок нефти. При дальнейшем понижении давления пузырьки воздуха еще больше расширяются, что приводит к кавитации и увеличению скоростей фильтрационных потоков.

При пенокислотной обработке применяют солянокислотный раствор 15 %-ной концентрации с ингибиторами коррозии катапином А или КИ-1 концентрацией 0,1—0,2 % с добавлением уксусной кислоты как стабилизатора. За последнее время с появлением эффективного ингибитора коррозии В-2 концентрацию кислоты доводят до 25—33 %, т. е. берут товарную кислоту.

В качестве пенообразователя применяют поверхностно-активные вещества ОП-10, шкопау, марвелан (КО), дисолван, превоцел и другие концентрацией 0,3—0,5 мас. %.

§ 8 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП) заключается в том, что в скважину под высоким давлением, превышающим гидростатическое в 1,5—3,0 раза, закачивают жидкость, в результате чего в призабойной зоне пласта раскрываются существующие трещины или образуются новые. Для предупреждения смыкания этих трещин в них вводят крупнозернистый песок и снижают давление до забойного. В результате увеличивается проницаемость призабойной зоны пласта или соединяются посредством этих трещин высокопроницаемые участки пласта со стволом скважины и продуктивность ее резко повышается.

Механизм ГРП заключается в том, что при закачке в пласт жидкости она прежде всего проникает в высокопроницаемые трещиноватые участки пласта и давления в них сильно возрастают. В результате возникают перепады давлений между высоко- и низкопроницаемыми участками пласта, и в высокопроницаемых участках происходит раскрытие существующих или образование новых трещин.

Следовательно, для осуществления ГРП необходимо преодолеть напряжения в призабойной зоне продуктивного пласта, создаваемые горным давлением и прочностью самих пород:

$$p_p = p_r + C \quad \text{или} \quad p_p = H \rho_{\text{пл}} g + C, \quad (16.13)$$

где p_p — давление разрыва, МПа; p_r — горное давление, МПа; C — давление, необходимое для преодоления сопротивления самих горных пород разрушению, МПа; H — глубина залегания

продуктивного пласта, м; ρ_n — средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с².

Если принять среднюю плотность вышележащих пород (горных) $\rho_n = 2400\text{—}2600$ кг/м³, градиент разрывного давления должен быть не меньше 0,024—0,026 МПа/м. Однако при первых же опытах ГРП наблюдалось расслоение пород пласта при значительно меньших давлениях по сравнению с горным. Академик С. А. Христианович и профессор Ю. П. Желтов объясняют это наличием в продуктивных пластах микро- и макротрещин и разгрузкой напряжений в призабойной зоне пласта в результате пластических деформаций вышележащих глин и глинистых пород при бурении и их выдавливании в ствол скважины. Величина и радиус разгрузки зависят от пластичности глин, радиуса трещин и каверн, а также глубины залегания пласта. Замечено, что с увеличением глубины залегания продуктивного пласта разрывной градиент давления уменьшается, что обуславливается увеличением числа глинистых пластов и пропластков, находящихся над продуктивным пластом. Например, на месторождениях Арлан и Узень при глубине залегания продуктивных пластов 1300—1400 м градиент разрывного давления составляет 0,016—0,020 МПа/м; на месторождениях Татарии и Башкирии на глубинах 1650—1800 м разрывной градиент давления составляет 0,014—0,017 МПа/м, а на глубинах 3200—3500 м месторождений Северного Кавказа — 0,0105—0,013 МПа/м. Такие низкие градиенты разрывного давления на месторождениях Северного Кавказа можно объяснить наличием развитой системы трещин в пласте и значительными отложениями майкопских глин (1500—2000 м) выше него, а также чередованием других многочисленных глинистых пропластков. Поэтому практически давление гидравлического разрыва пласта можно определить по формуле

$$p_p = (0,014 - 0,026) H \rho_n g. \quad (16.14)$$

Процесс ГРП проводится в три стадии: закачка в пласт жидкости разрыва для образования трещин в призабойной зоне пласта; введение в полученные трещины крупнозернистого песка для сохранения их в открытом состоянии; закачка продавочной жидкости для введения оставшегося в насосно-компрессорных трубах песка в трещины пласта.

Рабочие жидкости, используемые при гидравлическом разрыве пласта, разделяются на жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочную жидкость. Рабочие жидкости, нагнетаемые в пласт, не должны уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемость пород пласта, не должны содержать в своем составе посторонних механических примесей и при соединении с пластовыми жидкостями и породами давать нерастворимых осадков, не должны вызывать набухания глинистых включений

пород пласта. Поэтому при проведении ГРП на нефтяных и газовых скважинах применяют жидкости на углеводородной основе: нефть, дизельное топливо или керосин, загущенные нафтенами, а на нагнетательных скважинах — на водной основе: воду, растворы сульфитспиртовой барды (ССБ), загущенные растворы кислот и др.

Вязкость рабочих жидкостей должна быть стабильной в течение всего процесса гидравлического разрыва пласта. При небольшой вязкости жидкости разрыва для достижения высокого давления разрыва требуется закачать в пласт большой объем жидкости, что связано с необходимостью иметь несколько одновременно работающих насосных агрегатов высокой подачи. В то же время при большой вязкости жидкости разрыва для образования трещин необходимы высокие давления. В зависимости от проницаемости пород пласта на практике применяют жидкости разрыва вязкостью 0,05—0,5 Па·с и больше.

Жидкость-песконоситель используется для транспортирования песка по НКТ до забоя с последующим его переносом по трещинам в глубь пласта. Поэтому она должна обладать высокой пескоудерживающей способностью. Для этого скорость закачки жидкости-песконосителя должна быть несколько выше скорости выпадения песка из этой жидкости.

Для переноса песка по трещинам жидкость-песконоситель должна обладать меньшей фильтрационной способностью, что также достигается за счет увеличения ее вязкости. Повышение вязкости, как и уменьшение фильтрационной способности жидкостей, применяемых при ГРП, достигается введением в них соответствующих загустителей. Такими загустителями для углеводородных жидкостей являются соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей (например, нефтяной гудрон) и другие отходы нефтепереработки. Значительной вязкостью обладают нефтекислотные, солянокислотные эмульсии, которые применяют для ГРП на скважинах месторождений с карбонатными коллекторами.

Для проведения ГРП на нагнетательных скважинах широкое применение получили водные или солянокислотные растворы ССБ широкого диапазона вязкости от 0,05 до 0,5 Па·с и более, которые хорошо вымываются из пористой части пласта с восстановлением его проницаемости до 90 %.

Для проведения ГРП на высокотемпературных скважинах широкое применение получили воды, загущенные КМЦ-500 или КМЦ-600 (карбоксиметилцеллюлоза) или ПАА (полиакриламид) концентрацией 1,5—2,5 %, вязкостью от 0,04 до 0,1 Па·с, которая остается практически стабильной от устья до забоя скважины.

Продавочная жидкость должна обладать наименьшими вязкостью и плотностью, что снижает потери напора при прокачке и облегчает освоение скважины после ГРП. Обычно в нефтяных

и газовых скважинах в качестве продавочной жидкости применяют нефть, а в нагнетательных — воду.

Для сохранения трещин гидроразрыва в открытом состоянии после снятия нагрузки их заполняют крупнозернистым песком, который должен обладать достаточной механической прочностью, чтобы не разрушаться в трещинах под действием массы вышележащих пород и сохранять высокую проницаемость. Этим требованиям отвечает кварцевый песок следующих фракций: 0,3—0,8 мм; 0,8—1 мм; 1—2 мм. Наиболее приемлемой фракцией является 0,3—1 мм.

Эффективность гидравлического разрыва пласта зависит от размеров трещин. Чем больше радиус распространения трещин по простиранию, тем наиболее вероятно соединение ствола скважины с более высокопроницаемыми частями пласта. Протяженность трещин ГРП зависит от давления нагнетания и объемов закачанного в трещины песка. На практике для этой цели применяют 2—20 т и более песка.

В зависимости от вязкости жидкости-песконосителя и скорости закачки (числа насосных агрегатов) концентрация песка при введении его в трещины пласта достигает 70—500 кг на 1 м³ жидкости.

Технология и техника проведения гидравлического разрыва пласта. Перед проведением ГРП шаблонируют подъемные трубы и отбивают забой. Если забой окажется выше конструктивного и часть перфорационных отверстий перекрыта песчано-глинистой пробкой, скважину промывают с допуском труб.

После проведения промывки рекомендуется скважину испытывать на приемистость при двух-трех практически установившихся режимах закачки рабочей жидкости в пределах допустимых давлений, что позволяет определить величину критического давления раскрытия трещин (p_p), выбрать необходимый объем рабочей жидкости, а также решить вопрос о необходимости проведения ГРП с пакером или без него. На основе этих исследований строят зависимость приемистости скважины Q от давления нагнетания p_n (рис. 16.2). Если график зависимости имеет вогнутую к оси дебитов форму и коэффициент приемистости скважины на максимальном режиме закачки возрастает не менее чем в 2—3 раза по сравнению с коэффициентом приемистости на минимальном режиме закачки, то в пласте произошло раскрытие трещин в пределах допустимых давлений на данную обсадную колонну. Следовательно, на этой скважине можно проводить процесс ГРП без пакера.

В противном случае ГРП проводят с пакером. Пакер устанавливают над интервалом перфорации для защиты обсадных труб от воздействия высоких давлений, возникающих при разрыве пласта и закачке песка в трещины. Для предупреждения осевого перемещения пакера в процессе пульсирующей закачки

рабочих жидкостей поршневыми насосами над пакером устанавливают гидравлический якорь.

На рис. 16.3 представлен пакер механический шплисовый ПНШ, рассчитанный на перепад давления до 50 МПа. Он состоит из штока 4, на который надеты конус 7, кольца 2, 5, 6 и резиновые манжеты 3. На верхний конец штока навинчена головка 1, на нижний — короткий хвостовик 10. На хвостовик надевают фонарь 9, имеющий плашки 8, пружины 11 и замок 13. Положение фонаря на хвостовике фиксируется замком 13 при помощи штифта 12. Пакер спускают на НКТ, поворачивают трубы вправо на один-два оборота. Вследствие этого штифт 12 попадает в длинную прорезь замка 13. Затем трубы опускают вниз.

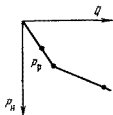


Рис. 16.2. Зависимость приемистости скважины от давления нагнетания насосных агрегатов

При этом фонарь 9 пружинами 11 удерживается в эксплуатационной колонне в верхнем положении. Конус 7 расширяет плашки 8, которые удерживают его в эксплуатационной колонне. При сжимающей нагрузке до 10^4 Н, создаваемой массой колонны труб, резиновые манжеты 3 расширяются и герметизируют кольцевое пространство скважины. С повышением давления под пакером края манжет плотно прижимаются к стенке эксплуатационной колонны, создавая дополнительное уплотнение.

Пакер извлекают на поверхность обычным подъемом труб. При этом конус пакера выходит изпод шплисов и контакт их со стенкой колонны нарушается, уплотнительные манжеты разгружаются и принимают размеры, близкие к первоначальным.

Существуют также пакеры с опорой на забой и гидравлически самоуплотняющиеся при перепадах давлений также до 50 МПа.

После спуска в скважину НКТ с пакером ее устье оборудуют специальной продавочной устьевой головкой высокого давления, к которой посредством труб высокого давления с помощью сгонных быстросоединяющих муфт подсоединяют насосное оборудование, как показано на рис. 16.4.

Процесс ГРП проводят в следующей последовательности.

1. Закрывают центральную задвижку на устьевом оборудовании и проводят опрессовку всей системы обвязки оборудования на полуторакратное давление от ожидаемого.

2. Опробуют скважину на приемистость при различных скоростях насосных агрегатов, а также их последовательном включении. Путем построения индикаторной диаграммы или сравнения коэффициентов приемистости устанавливают возможность образования трещин в пласте. Одновременно при опробовании определяют герметичность разобщения межтрубного простран-

ства от забоя скважины с применением пакера (при работе на насосных агрегатах давление в этом пространстве должно оставаться постоянным).

3. Не сбавляя темпа закачки с применением одного из насосных агрегатов 2 с помощью пескосмесительного агрегата 3 жидкости-песконосителя из емкости 6 в скважину 1 закачивают

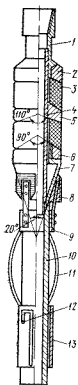
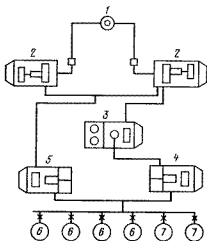


Рис. 16.3. Пакер механический шпильковый ПНШ

Рис 16.4. Схема обвязки скважины для проведения ГРП



заданный объем песка. Песок из бункера пескосмесительного агрегата через смесительный бачок с помощью вспомогательного агрегата 4 подается в один из агрегатов высокого давления 2 и направляется в скважину через НКТ. При этом одновременно работают и другие агрегаты 2. Концентрацию песка в потоке регулируют с пульта управления пескосмесительного агрегата с учетом подачи всех одновременно работающих насосных агрегатов 2.

4. После окончания закачки заданного объема песка в скважину, не сбавляя темпа, закачивают продавочную жидкость из емкостей 7. Объем продавочной жидкости должен быть равен емкости НКТ. При закачке излишнего количества продавочной

жидкости может произойти оттеснение песка в глубь пласта. Это приведет к тому, что после снятия давления трещины в непосредственной близости от стенки скважины снова сомкнутся и эффективность ГРП снизится до нуля.

С целью предупреждения оседания песка на забое и образования песчаной пробки нельзя сбавлять темпа или останавливать закачку песка в скважину. Поэтому при проведении ГРП в схеме необходимо иметь не менее одного запасного производочного агрегата 5 высокого давления.

5. Останавливают процесс продавки и наблюдают за снижением устьевого давления. Удаление оставшегося песка из скважины, а также восстановление циркуляции в скважине после срыва пакера необходимо проводить при достижении первоначального давления на устье скважины. Если после ГРП не происходит снижения давления, то его снимают очень плавно с тем, чтобы введенный в пласт песок вместе с оттоком жидкости при большой скорости не вышел обратно в скважину.

6. На устье устанавливают арматуру для дальнейшей эксплуатации скважины и пускают ее в работу. При пуске нагнетательной скважины под закачку нельзя повышать давление нагнетания выше максимального давления ГРП.

7. Спустя 10—15 дней пробной эксплуатации скважины проводят комплекс гидродинамических исследований скважины на приток и их данные сравнивают с данными, полученными перед проведением ГРП. Число трещин и их ориентацию определяют исследованием профилей приемистости или продуктивности скважин с применением расходомеров и дебитометров.

Извлечение пакера из скважины рекомендуется проводить после убеждения в эффективности проведенной операции ГРП. В противном случае ГРП необходимо повторить.

Область применения гидравлического разрыва пласта и повышение его эффективности. Гидравлический разрыв пласта — один из самых распространенных и эффективных методов увеличения продуктивности нефтяных, газовых и приемистости нагнетательных скважин на месторождениях как с терригенными, так и с карбонатными коллекторами с любой их проницаемостью. ГРП также проводят для изоляции притоков пластовых вод путем установки водонепроницаемых экранов, ликвидации пробкообразования и др. Нередко ГРП проводят и для глушения открытых газовых и нефтяных фонтанов путем закачки глинистого или цементного раствора в аварийную скважину через трещины призабойной зоны рядом пробуренной скважины. ГРП широко применяют и в других отраслях народного хозяйства, например: при добыче каменной соли, природной серы и для нагревания воды с использованием внутреннего тепла земли, в шахтах — для отвода газов и т. д.

Эффективность метода гидравлического разрыва пласта можно повысить путем достижения направленного действия вы-

соких давлений на пласт и комплексирования с другими методами обработки скважин.

Для проведения направленного ГРП проводят уплотненную кумулятивную перфорацию в узком интервале продуктивного пласта или на этом интервале проводят кольцевую гидропескоструйную перфорацию. При повышении давления нагнетания трещины получаются именно на этом ослабленном интервале пласта.

Перед проведением ГРП очень полезно проводить кислотную обработку скважины, чем добиваются увеличения размеров пор и трещин или их освобождения от закупоривающих материалов. Жидкость разрыва, прежде всего проникая глубоко в пласт по этим порам и трещинам, при повышении давления будет их расклинивать, чем достигается образование новых или развитие существующих трещин.

Для проведения направленного ГРП отключают нижний интервал пласта, где был проведен ГРП, путем засыпки песка. После этого проводят ГРП в верхних участках пласта, затем песок с забоя вымывают.

Направленный ГРП можно проводить с применением сдвоенных пакеров при их последовательной установке против намеченных узких интервалов пласта. Направленный ГРП также проводят с применением временно закупоривающих эластичных или легко разрушающихся или растворяющихся шариков в перфорационных отверстиях против высокопроницаемых интервалов пластов. Диаметры шариков должны быть несколько больше диаметров перфорационных отверстий. Для этого после проведения ГРП или в начале его в скважину вводят необходимое число шариков и проводят закачку жидкости разрыва. Шарик прежде всего направляют в высокопроницаемые участки пласта и закупоривают перфорационные отверстия против них. При дальнейшем продолжении закачки давления на забое увеличиваются и происходит образование новых трещин в низкопроницаемых участках пласта. После окончания ГРП эти шарики или вымывают, или они постепенно полностью растворяются.

Основным условием для проведения направленного ГРП является герметичность цементного камня за колонной.

Очень хороший эффект дает совмещение ГРП с кислотной обработкой. Для этого в качестве рабочих жидкостей применяют загущенные кислотные растворы, которые одновременно с образованием трещин и переносом песка по ним растворяют карбонатные включения пород и продуктов коррозии, вносимых в трещины пласта вместе с песком.

§ 9. ТЕРМОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН

Практика показывает, что эффективность кислотных обработок скважин на месторождениях с парафиносмолистыми нефтями большой вязкости и с высокой температурой их кри-

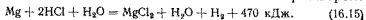
сталлизации значительно ниже, чем на месторождениях с обычными маловязкими нефтями. Это объясняется тем, что в результате нарушения термодинамического равновесия в системе пласт — скважина в процессе ее эксплуатации на поверхностях пор и трещин пласта формируются плотные граничные слои из отложений парафина и асфальтосмолистых веществ, которые уменьшают контакт кислотного раствора с поверхностями пор и трещин пород пласта.

Практически оказывается недостаточно эффективным на таких месторождениях и проведение гидравлического разрыва пласта, так как закачанный в трещины песок будет продавливаться в слой отложений из парафиносмолистых веществ, а выдавленные отложения будут заполнять вновь образованное межпоровое пространство. Кроме того, недостаточная эффективность или даже ее отсутствие при проведении этих мероприятий на месторождениях с парафиносмолистыми нефтями большой вязкости обусловлены охлаждением нефтенасыщенных поровых участков пласта холодными рабочими жидкостями, которые снова закольматируются высокомолекулярными компонентами нефти и становятся малопроницаемыми или совсем непроницаемыми.

Поэтому на месторождениях с высокопарафинистыми нефтями с высокой температурой кристаллизации парафина перед проведением кислотных обработок необходимо проводить мероприятия по удалению из призабойной зоны отложений парафиносмолистых веществ и не допускать их повторного выпадения в результате охлаждения призабойной зоны холодными рабочими жидкостями.

Для этого перед кислотной обработкой скважину промывают горячей нефтью или предварительно нагревают призабойную зону пласта каким-либо источником тепла. Затем в призабойную зону закачивают кислотный раствор, который легко вступает в реакцию с карбонатными породами пласта в условиях высоких температур. Такую обработку скважины называют термокислотной.

В настоящее время широкое применение получили термокислотные обработки скважин путем проведения экзотермической реакции металлического магния с солянокислотным раствором:



При растворении 1 кг магния в соляной кислоте выделяется 18,9 МДж тепла. На полное растворение 1 кг магния требуется 18,6 л солянокислотного раствора 15%-ной концентрации. При этом получается нейтральный раствор хлористого магния с температурой 300—400 °С.

Такая высокая температура при проведении кислотной обработки может привести к следующим отрицательным явлениям, а именно: потере тепла на парообразование с получением

кристаллогидрата хлористого магния $MgCl_2 \cdot 6H_2O$; образованию магнезального цемента $MgOHCl$ в результате потери гидроксильной группы кристаллогидрата хлористого магния при повышении температуры более чем на $285^\circ C$ и его охлаждении; образованию из нефти кокса при температурах $200^\circ C$ и выше и др.

Кроме того, для расплавления отложений парафиносмолистых веществ в призабойной зоне пласта нужна меньшая температура. Поэтому рационально такое соотношение кислотного раствора и магния, при котором конечная температура раствора после их реакции будет $80-120^\circ C$.

На основе лабораторных исследований и промышленного опыта установлено, что для получения вышеуказанных температур при термокислотной обработке скважин необходимо брать на 1 кг магния 60—100 л 15 %-ного раствора соляной кислоты с таким расчетом, чтобы одна часть кислотного раствора расходовалась на реакцию растворения магния, а две части — на реагирование с карбонатами и доломитами и продуктами коррозии в призабойной зоне пласта. При этом необходимо учитывать, что, чем меньше скорость прокачки кислотного раствора через металлический магний, тем больше температура продуктов реакции, а скорость реакции кислотного раствора зависит от площади поверхности магния и давления, при котором происходит реакция.

При более высоких давлениях скорость реакции кислотного раствора с магнием сильно замедляется, в связи с чем соответственно уменьшается и скорость прокачки.

В табл. 9 приведены результаты лабораторных опытов, которые получены при полном растворении 1 кг магния в 15 %-ном растворе соляной кислоты.

Таблица 9

Объем кислотного раствора, л	Температура раствора, $^\circ C$	Остаточная кислотность, %	Объем кислотного раствора, л	Температура раствора, $^\circ C$	Остаточная кислотность, %
50	120	9,9	80	75	11,4
60	100	10,5	100	60	12,2
70	85	11,5	120	50	12,7

Термокислотную обработку скважин в настоящее время проводят с применением пруткового или гранулированного магния по двум технологическим процессам: с проведением реакции магния с кислотным раствором против продуктивного пласта в специальном термореакторе и с проведением реакции магния с кислотным раствором в трещинах призабойной зоны пласта.

Термохимическая обработка скважин с применением термохимического реактора

При этом способе реакция кислотного раствора с магнием происходит в специальном термореакторе, который представляет собой перфорированную трубу или несколько труб с внутренними диаметрами 100 или 75 мм, соединенных между собой муфтами.

В зависимости от диаметра и длины в термореактор загружают 40—100 кг магниевых прутков или брусков, затем его спускают в предварительно промытую скважину и устанавливают против обрабатываемого интервала пласта. В призабойную зону через реактор закачивают с определенной скоростью заданный объем кислотного раствора 15%-ной концентрации.

При реакции кислотного раствора с магнием выделяется большое количество тепла, в результате чего происходит нагрев забоя скважины и призабойной зоны пласта. Вследствие этого парафиносмолистые вещества расплавляются в призабойной зоне пласта и создаются лучшие условия для контакта растворимых включений пород пласта и продуктов коррозии с горячим кислотным раствором. В недалеком прошлом описанный метод широко применялся на карбонатных месторождениях. В настоящее время он практически не используется в связи с появлением гранулированного или порошкового магния и из-за следующих присущих ему недостатков: 1) потери значительной части активного металлического магния в результате интенсивной реакции гидролиза в процессе спуска загруженного термореактора в обводненную нефтяную скважину или в нагнетательную скважину; 2) необходимости дополнительного проведения трудоемких спуско-подъемных операций; 3) возможности разрушения нижней части колонны насосно-компрессорных труб и обсадных труб прифильтовой части скважины из-за интенсивной кислотной коррозии в условиях высоких температур; 4) изготовления специальных магниевых прутков и стержней для термокислотной обработки скважин в условиях промысловых мастерских путем выпиливания из слитков магния, поступающих на промыслы с заводов.

Внутрипластовая термохимическая обработка скважин

Сущность внутрипластовой термохимической обработки скважин (ВПТХО) заключается в том, что в трещины продуктивного пласта по схеме ГРП вводят гранулированный или порошковый магний или их смесь с песком и затем на первой скорости одного продавочного агрегата закачивают солянокислотный раствор 15 %-ной концентрации из расчета 60—80 л на 1 кг магния. При этом $\frac{1}{3}$ часть кислотного раствора расходуется на экзотермическую реакцию с магнием с нагревом пород призабойной зоны пласта и насыщающей их жидкости, а $\frac{2}{3}$ части

раствора прокачиваются через нагретую зону пласта и в горячем виде вступают в реакцию с карбонатами пород или другими солями, например железа, магния и др.

В зависимости от скорости прокачивания кислотного раствора, пластового давления и начальной температуры пласта температура в призабойной зоне пласта поднимается до 80–110 °С и происходят расплавление парафинов и асфальтосмолистых отложений, улучшение контакта кислотного раствора с породами пласта и отложениями солей и очень быстрое растворение их в горячем кислотном растворе.

При высоких температурах происходит и выпаривание тонких гидратных слоев воды, что приводит к улучшению смачиваемости пород нефтью и увеличению фазовой проницаемости призабойной зоны пласта.

Как известно, нефти многих месторождений обладают вязкопластичными (неньютоновскими) свойствами в пластовых условиях или приобретают их при эксплуатации залежей в результате нарушения термодинамического равновесия пластовой гидродинамической системы. Для освоения и пуска в эксплуатацию скважин на таких месторождениях необходимо создавать высокие перепады давлений, значения которых должны превышать начальные градиенты давления. Однако в условиях конкретных месторождений часто не удается создать такие высокие депрессии на забое и скважины осваивают с низкими дебитами или вообще не пускают в эксплуатацию.

После нагрева призабойной зоны пласта путем проведения ВПТХО, растворения в нефти части свободного водорода, а также увеличения скоростей фильтрации в призабойной зоне пласта происходят деструкция нефти и потеря неньютоновских свойств. В результате увеличивается подвижность нефти в пластовых условиях и скважины осваивают с более высокими дебитами.

Как уже отмечалось, в процессе закачки промысловых сточных вод через нагнетательные скважины закупоривание порового пространства призабойной зоны пласта происходит в основном в результате отложения продуктов коррозии и высокомолекулярных углеводородных комплексов. При этом продукты коррозии обволакиваются парафиносмолистыми компонентами, как бы бронируя их, и затрудняется их контакт с холодным кислотным раствором.

При проведении внутрипластовой термохимической обработки скважин за счет высоких температур отложения из углеводородных комплексов расплавляются и происходит бурная реакция горячего кислотного раствора с продуктами коррозии. В результате происходит диспергация смеси, смол, асфальтенов и других нерастворимых закупоривающих материалов, которые при создании перепада давления выносятся на поверхность изливом воды или закачиваются в глубь пласта по трещинам и

там рассеиваются по разветвленным каналам развитой системы трещин пласта.

При освоении и опробовании нагнетательных скважин разрезающего ряда или очагового заводнения, при внутриконтурном заводнении месторождений с парафиносмолистыми нефтями и высокой температурой кристаллизации парафина призабойная зона пласта охлаждается, что способствует интенсивному отложению высокомолекулярных углеводородных комплексов в порах до полной потери проницаемости пласта. В связи с этим поглощение воды происходит в основном по трещинам только через узкие участки пласта и коэффициент охвата пласта заводнением резко снижается.

При ВПТХО нагнетательных скважин за счет выделения большого количества тепла и высокой температуры происходят прогрев призабойной зоны по всей толщине пласта и расплавление парафиносмолистых веществ в порах и мелких трещинах, расплавленная нефть оттесняется в глубь пласта. В результате увеличивается коэффициент охвата по толщине пласта заводнением.

Известно, что для получения наибольшего эффекта от гидравлического разрыва пласта необходимо добиваться такого распределения песка в трещинах, при котором их проницаемость была бы намного выше проницаемости поровых участков пласта. Для этого в трещины пласта закачивают крупнозернистый песок в смеси с гранулированным или порошковым магнием с последующей закачкой раствора соляной кислоты. В результате гранулы или порошок магния растворяются в соляной кислоте и увеличивается пористость закачанного в трещины песка.

Чтобы не допускать переуплотнения введенного в трещины песка, закачка кислотного раствора проводится при значительно меньших давлениях, чем при введении песка с магнием в пласт, т. е. закачку кислотного раствора в пласт следует проводить при защемленных в трещинах песке и магнии.

Процесс внутрипластовой термохимической обработки скважин с введением в трещины песка и магния называется термогидроразрывом пласта. Его рекомендуется проводить преимущественно на месторождениях с терригенными коллекторами. Поскольку основные сопротивления при отборе жидкости из пласта или закачке воды в пласт возникают в околоскважинной зоне, при термогидроразрыве пласта магний добавляется в последние порции песка.

Эффективность термогидроразрыва пласта увеличивается еще тем, что в условиях высоких температур в горячем кислотном растворе растворяются продукты коррозии, которые были содраны со стенок труб и внесены в пласт при транспортировании песка по трубам, а также происходит диспергация других наполнителей песка (ила, асфальтенов и др.), которые затем

выносятся фильтрационными потоками к забою скважины или переносятся в глубь пласта при закачке воды в скважину.

Как уже отмечалось выше, при повышении температуры продуктов реакции свыше 120°C и постепенном их охлаждении в призабойной зоне пласта может образоваться основная соль хлористого магния, так называемый магнезиальный цемент MgOHCl . Магнезиальный цемент также может образоваться в результате соединения окиси магния, содержащегося в гранулированном или порошковом магнии в виде тонких пленок, с раствором хлористого магния



При соединении металлического магния или окиси магния с водой происходит реакция гидролиза с получением гидроокиси магния



Реакция гидролиза ускоряется с увеличением минерализации воды и с повышением ее температуры. Например, по Б. Г. Логинову, при температуре 130°C и давлении 10 МПа в течение одного часа в объеме 1 м^3 девонской пластовой воды плотностью 1180 кг/м^3 в результате гидролиза может образоваться 160 кг белого мучнистого осадка гидроокиси магния.

При разработке залежей с обводненными коллекторами, когда приток жидкости к скважине в основном происходит через трещины и сильно раздренированные каналы, в результате выпадения в порах и трещинах пласта гидроокиси магния и магнезиального цемента с образованием сложной тампонажной смеси может происходить ограничение или изоляция притоков пластовых вод.

Ограничению притока пластовых вод при термохимической обработке скважин также способствует переотложение высокомолекулярных углеводородных комплексов, к которым относятся асфальтены, смолы и другие минералы. Эти отложения сужают сечение фильтрационных каналов водонасыщенной части пласта и гидрофобизируют их поверхности.

На основе лабораторных исследований установлено, что если дегазированную нефть нагреть выше $60\text{--}80^{\circ}\text{C}$ и медленно остужать до комнатной температуры, то ее вязкость увеличивается в 1,3—1,5 по сравнению с начальной вязкостью. Введение гранулированного или порошкового магния в призабойную зону пласта нефтяных скважин обычно проводят с применением дегазированной безводной нефти. Следовательно, при повышении температуры призабойной зоны водоносной части пласта в результате реакции магния с кислотным раствором и при последующем их охлаждении до пластовой температуры вязкость введенной нефти увеличится и она станет более устой-

чивой к размыву пластовой водой. Увеличению устойчивости к размыву закачанной термообработанной нефти из водяной части пласта способствует еще то, что при повышении температуры призабойной зоны пласта толщина гидратных слоев или уменьшается, или полностью заменяется углеводородными граничными слоями. Следовательно, поверхности пор и трещин становятся еще более гидрофобными и фазовая проницаемость пород для воды еще больше снижается.

Как видно из вышеизложенного, метод ВПТХО имеет значительные преимущества по сравнению с методом термохимической обработки скважин с проведением реакции стержневого магния и кислотного раствора на забое в специальном термореакторе, а именно:

сокращаются объемы спуско-подъемных работ на скважине; исключается возможность разрушения обсадных труб на забое в результате кислотной коррозии в условиях высоких температур;

экзотермическая реакция проводится в призабойной зоне пласта, и все количество тепла, выделяемое при этом, используется для нагрева призабойной зоны пласта и кислотного раствора;

одновременно с увеличением дебита скважины происходит и ограничение притоков пластовых вод в результате формирования в водяной части пласта тампонажного материала из гидроокиси магния, магнезального цемента и др.;

при одном технологическом процессе могут совмещаться два очень эффективных метода — термохимическая обработка и ГРП.

Недостатком метода ВПТХО является необходимость применения более мощной техники, так как процесс связан с ГРП. Так же, как и при термокислотной обработке с применением термореактора, остается возможность полного закупоривания призабойной зоны пласта осадками гидроокиси магния и магнезального цемента при использовании избыточного объема магния или закачке кислотного раствора при очень малых скоростях.

Для проведения ВПТХО применяют гранулированный магний диаметром 0,5—1,5 мм, «порошковый» магний диаметром зерен 0,3—0,8 мм.

При проведении ВПТХО в результате гидролиза магнийносителя в минерализованной пластовой воде происходит его вспенивание, что приводит к срыву подачи насосов. Для защиты гранулированного магния от гидролиза при хранении в складских помещениях, транспортировании по НКТ, а также для предупреждения возможности вспенивания и срыва подачи насосов при термохимической обработке скважин его покрывают плотной защитной пленкой из окиси хрома Cr_2O_3 , т. е. окисдируют. После окисдации процесс гидролиза за время проведения

термохимической обработки скважин практически отсутствует, а при хранении гранулированного магния на открытом воздухе влажностью 40—60 % потери металлического магния не превышают 7 % в год.

Порошковый магний изготавливают путем фрезерования слитков магния и сразу запечатывают в герметичные стальные бочки вместимостью до 100 л. В отличие от гранулированного магния порошковый магний практически не содержит окисной пленки, совсем не имеет в своем составе солей хлора. При хранении на открытом воздухе и транспортировании по трубам порошковый магний вступает в более интенсивную реакцию гидролиза, что объясняется значительно большей удельной поверхностью по сравнению с гранулированным магнием. При проведении ВПТХО на нефтяных и газовых скважинах в качестве жидкости-магнийносителя применяются углеводородные жидкости: безводная сырая нефть, нестабильный бензин, природный конденсат, дизельное топливо. При обработке нагнетательных скважин в качестве жидкости-магнийносителя применяется вода. Обязательным условием при обработке скважин методом ВПТХО с применением песка является подача магния с использованием пескосмесительного агрегата.

Для реакции гранулированного и порошкового магния применяется 15 %-ный раствор соляной кислоты, ингибированный в заводских условиях ингибитором ПБ-5.

При обработке терригенных коллекторов не вся кислота может нейтрализоваться в пластовых условиях и при освоении скважины может выйти к забою с повышенной температурой. С целью предохранения труб от коррозии при контакте с обработанным горячим кислотным раствором, ингибированным на заводе ингибитором ПБ-5, проводят дополнительное его ингибирование моноэтаноламидом, катапином, уротропином и др., при добавлении которых к исходному кислотному раствору в количестве 0,5 мас. % ингибиторный эффект при температуре 70 °С составляет 16—17.

Исследованиями установлено, что при эксплуатации скважин наибольшие изменения температуры и давления наблюдаются в призабойной зоне пласта, в радиусе 1—1,2 м от стенки скважины. В этом же интервале происходят отложения в порах парафина и асфальтосмолистых веществ, а также потери основных гидравлических сопротивлений.

Поэтому для расплавления отложений высокомолекулярных комплексов в этой зоне по расчетам ученых необходимо затратить $0,94 \cdot 10^6$ кДж тепла на 1 м толщины пласта.

Тогда общее количество тепла, необходимое для обработки одной скважины методом ВПТХО, можно определить по формуле

$$Q = 0,94 \cdot 10^6 h, \quad (16.19)$$

где h — вскрытая толщина пласта, м.

Исходя из того что при реакции взаимодействия 1 кг гранулированного магния с солянокислотным раствором выделяется 2050 кДж тепла, общее количество гранулированного или порошкового магния можно определить по формуле

$$P_{\text{мд}} = \frac{0,94 \cdot 10^6 h}{2050} \quad (16.20)$$

Для обработки одной скважины, вскрывшей карбонатные коллекторы, берется 60 л 15 %-ного кислотного раствора на 1 кг магния. А для обработки нагнетательных скважин — 60—80 л на 1 кг магния. При этом $\frac{1}{3}$ часть кислотного раствора расходуется на реакцию с магнием, а $\frac{2}{3}$ части — на реакцию с карбонатами и коррозионными отложениями, внесенными в призабойную зону пласта вместе с закачиваемой водой.

Критерии применения внутрипластовой термохимической обработки

Критерием выбора нефтяных и газовых скважин для обработки методом ВПТХО является наличие высокой карбонатности пород призабойной зоны пласта или резкое снижение коэффициентов продуктивности при их эксплуатации в результате отложения парафинов и асфальтосмолистых веществ. Критерием выбора нагнетательных скважин для проведения ВПТХО является резкое снижение коэффициентов приемистости или коэффициентов охвата пласта по толщине в процессе их эксплуатации.

Процесс ВПТХО проводится по технологической схеме гидравлического разрыва пласта с применением пакера или без него. Необходимость применения пакера обусловлена опытом эксплуатации скважин на месторождении, проведением на скважинах ГРП, кислотных и других обработок, а также анализом результатов исследования скважин по методу установившихся режимов их работы и с применением расходомеров и дебитомеров.

Если анализ геолого-промысловых данных по скважине показывает, что раскрытие трещин в призабойной зоне пласта происходит при устьевых давлениях, не превышающих 12—15 МПа, ВПТХО можно проводить без пакера. Если обсадная колонна скважины была неисправна или раскрытие трещин пласта при вышеуказанных давлениях не происходит, ВПТХО необходимо проводить с применением пакера.

Чтобы после обработки скважины методом ВПТХО с применением пакера быстро ее освоить, необходимо на НКТ установить пусковые или рабочие клапаны. В любом случае для быстрого освоения скважины после проведения ВПТХО необходимо иметь пусковой компрессор или предусмотреть возможность подачи рабочего агента в скважину от общей сети газлифтной эксплуатации скважин.

Перед проведением ВПТХО необходимо промыть нефтяную скважину горячими углеводородами (легкой нефтью, конденсатом, дизельным топливом, нестабильным бензином и др.), а нагнетательную скважину на месторождениях с высокой температурой кристаллизации парафинов — горячей водой, на месторождениях с обычной нефтью — холодной водой. На месторождениях с карбонатными породами процесс ВПТХО проводится без применения песка.

Внутрипластовая термохимическая обработка скважин с проведением частичной реакции гранулированного или порошкового магния с кислотой

При этом методе после промывки скважины по межтрубному пространству подается гранулированный или порошковый магний вместе с жидкостью-магнийносителем, а по НКТ — солянокислотный раствор. При соединении реагентов на забое происходит частичное растворение гранулированного или порошкового магния в кислотном растворе. Магний с жидкостью-магнийносителем и реакционной смесью высокой остаточной кислотности проникает в трещины пласта, где заканчивается реакция магния с кислотным раствором и в условиях высоких температур происходит расплавление отложений парафинов и асфальтосмолистых веществ и растворение карбонатов и продуктов коррозии. Спустя 30 мин после закачки последних порций реагента в пласт скважина осваивается и пускается в эксплуатацию с помощью компрессора или газа высокого давления из газопровода системы газлифтной эксплуатации скважин.

Основное условие применения этого метода — возможность раскрытия трещин продуктивного пласта при давлениях, не превышающих устьевое давление на 12—15 МПа.

Скорости закачки кислотного раствора и магния подбираются таким образом, чтобы на забое 1 кг магния приходился на 60—80 л кислотного раствора 15 %-ной концентрации.

В качестве жидкостей-магнийносителей могут применяться углеводородные жидкости или вода. При подаче магния на воде можно применять концентрированную кислоту (24—27 %), так как при встрече кислотного раствора с водой будет происходить его разбавление.

Раздельную подачу реагентов можно проводить с использованием продавочных агрегатов: Азинмаш-35 для кислотного раствора и насосных агрегатов типа АН для подачи гранулированного или порошкового магния в межтрубное пространство.

Преимущество этого метода заключается и в вероятности введения гранулированного магния в мелкие трещины пласта: при встрече магния и частичном реагировании с кислотным раствором размеры зерен значительно уменьшаются. Кроме того, появляется возможность проникновения горячего кислотного раствора через поры и мелкие трещины продуктивного пласта.

Сущность вибрационного воздействия на призабойную зону пласта состоит в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давлений различной частоты и амплитуды. Виброударные колебания одновременно воздействуют как на физико-механические свойства коллектора (образование новых и раскрытие старых трещин, очистка пор и др.), так и на поверхностные, капиллярные, вязкостные и другие характеристики жидкостей и пластовой системы.

Для осуществления процесса в скважину на насосно-компрессорных трубах спускают гидравлический вибратор золотникового типа, который устанавливают против выбранной для обработки части продуктивной зоны пласта. Рабочая жидкость (нефть, вода, растворы ПАВ) прокачивается по трубам и, проходя через вибратор, генерирует непрерывную серию гидравлических ударов. Колебания создаются при периодическом перекрытии потока рабочей жидкости, протекающей через золотниковое устройство вибратора. Гидравлический удар сопровождается резким подъемом давления, что способствует резкому импульсному истечению жидкости из отверстия ствола.

Вибровоздействие рекомендуется проводить в скважинах с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны, т. е. в скважинах, пробуренных с промывкой забоя глинистыми растворами и утяжеленными жидкостями, а во время ремонтных работ — водой или растворами ПАВ, а также в скважинах, пласт которых поглотил при бурении глинистый и цементный растворы. Более эффективное воздействие на проводимость пласта следует ожидать в коллекторах с высоким пластовым давлением, но низкой проницаемостью.

§ 11. ТОРПЕДИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Торпедирование, проводимое для улучшения притока нефти и газа в скважины, состоит в том, что заряженную взрывчатим веществом (ВВ) торпеду спускают в скважину и взрывают против продуктивного пласта. При взрыве торпеды образуются каверны, увеличивающие диаметр скважины, и сеть трещин, расходящихся от скважины в радиальном направлении.

Для торпедирования применяют взрывчатые вещества бризантного или дробящего типа. К ним относятся: ВВ из нитросоединений ароматического ряда — тротил, тетрил, гексоген; из нитратов или эфиров азотной кислоты — ТЭН, нитроглицерин и др.; из смесей и составов — аммониты и динамиты.

Наиболее распространены торпеды фугасные, шнурковые (встряхивающие), кумулятивные осевого действия и кумулятивные трубoreзы.

Торпеды чаще всего взрывают в скважинах с открытым забоем. Для предохранения обсадных труб от разрушения над торпедой устанавливают пробку (забойку) — жидкую или твердую. В качестве жидкой забойки используют нефть, воду или глинистый раствор, в качестве твердой — песок, глину или цемент.

§ 12. ТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ

При прогреве призабойной зоны парафиносмолистые отложения в трубах, на стенках скважины, в фильтровой зоне и порах пласта расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает фильтрационную способность породы в призабойной зоне. Кроме того, снижается вязкость и увеличивается подвижность нефти, что также облегчает условия ее продвижения в пласте.

Призабойную зону прогревают при помощи скважинных электронагревателей и газонагревателей, горячей нефтью, нефтепродуктами, водой и паром, а также путем термохимического воздействия, описанного выше.

Электротепловая обработка призабойных зон скважин осуществляется при помощи электронагревателей, спускаемых в скважину на кабель-тросе. Скважинный электронагреватель (рис. 16.5) состоит из четырех основных частей: головки 2, клеммной полости 4, трубчатых электронагревательных элементов (ТЭН) 5 и перфорированного кожуха 6. Головка соединяется болтами с гидрофланцем 3.

Каждый нагревательный элемент представляет собой стальную трубку диаметром 17 мм, внутри которой запрессована спираль из нихромовой проволоки в кварцевом песке или плавленной окиси магния. Последние служат электрической изоляцией спирали от металлической трубки, а также являются проводниками тепла. В нижней части кожуха приварена муфта 7, в которую ввинчивается карман для термометра. Наружный диаметр электронагревателя 112 мм, длина 3700 мм, масса 60 кг. Максимальная мощность электронагревателя 21 кВт, напряжение 380 В.

Для спуска электронагревателя в скважину на кабеле 1, для подъема его и прогрева призабойной зоны применяется самоходная установка СУЭПС-1200. В последнее время применяют установки для более глубоких скважин. Прогрев призабойной зоны пласта обычно проводится в течение 5—7 сут, радиус повышенного температурного поля достигает 1—1,2 м.

Электронагреватели изготовляют в поднасосном и неподнасосном вариантах. ТЭН поднасосного варианта в скважине оставляется на длительное время и по мере уменьшения ее продуктивности периодически включается в работу. ТЭН неподнасосного варианта после прогрева призабойной зоны подни-

мают, скважину оборудуют снова насосной установкой и пускают в эксплуатацию. Недостатком неподнасосного варианта является то, что за время спуско-подъемных операций призабойная зона снова остывает и парафин вновь затвердевает.

Закачку в скважину горячих жидкостей (нефти, газового конденсата, керосина, дизельного топлива или же воды с добавками ПАВ или без них) обычно проводят для прогрева запарафиненных подъемных труб и призабойной зоны. Жидкость в объеме до 15—30 м³ нагревают до температуры 90—95 °С паром от паровой передвижной установки (ППУ), а затем с помощью насоса закачивают в скважину.

Кроме того, имеются специальные агрегаты АДП-4-150 для нагрева и нагнетания нефти или других рабочих агентов в скважины с целью удаления отложений парафина. Эти агрегаты также можно использовать и для депарафинизации трубопроводов, трапов, манифольдов и другого нефтепромыслового оборудования.

Применяют два варианта закачки: создание циркуляции горячей жидкости без остановки работы скважинного насоса и продавливание жидкости в призабойную зону.

При первом варианте скважинный насос доспускают до нижнего интервала перфорации и, не прекращая работы насосной установки, горячую жидкость закачивают через межтрубное пространство. По пути она нагревает НКТ, расплавляет парафин с их внутренних стенок и, проникая в призабойную зону, расплавляет и вымывает парафиносмолистые отложения в непосредственной близости от скважины.

Для осуществления второго варианта из скважины извлекают подземное оборудование (насос, трубы) и спускают в нее на трубах пакер, который устанавливают в кровле обрабатываемого пласта. Горячую жидкость закачивают по трубам в пласт. После этого пакер извлекают на поверхность, спускают скважинный насос и пускают скважину в эксплуатацию. Горячая жидкость растворяет парафиносмолистые отложения в призабойной зоне, и при откачке эти вещества выносятся вместе с нефтью на поверхность.

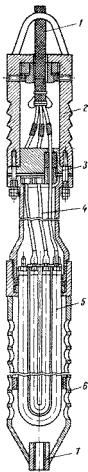


Рис. 16.5. Скважинный электронагреватель

Первый вариант более прост по своему осуществлению, так как не требует остановки скважины. Однако при этом варианте парафин растворяется лишь в подъемных трубах и выкидной линии, призабойная зона скважины практически не прогревается.

Закачка горячей жидкости в скважину по второму варианту более эффективна по сравнению с первым. Недостатком этого варианта является необходимость остановки скважины для подъема и спуска насоса и установки пакера.

Паротепловая обработка призабойной зоны скважин. Перегретый пар нагнетают в скважину в течение 10—12 сут, после чего устье скважины закрывают на 2—5 сут для передачи тепла в глубь пласта и эксплуатацию скважины возобновляют.

Для предохранения эксплуатационной колонны от воздействия пара в скважину спускают НКТ с термостойким пакером, который устанавливают над верхними отверстиями фильтра. В неглубоких скважинах (до 500—600 м) паротепловую обработку часто проводят без применения пакера.

Пар для теплового прогрева скважин получают от передвижных паровых установок (ППУ), монтируемых на шасси автомобиля. Имеются ППУ производительностью 4 т пара с рабочим давлением до 12 МПа и температурой пара до 320 °С. Также применяются мощные передвижные парогенераторные установки, например УПГ-9/120 с подачей пара 9 т/ч и рабочим давлением 12 МПа.

Парогенераторную установку (одну или несколько) соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар из парогенератора своим давлением вытесняет нефть из НКТ и поступает в пласт.

Как показала практика, для получения хорошего эффекта от паротепловой обработки в скважину необходимо закачивать не менее 1000 т пара.

Этот метод обработки призабойных зон, называемый циклическим паротепловым методом обработки, дает хорошие результаты на скважинах, эксплуатирующих пласты с тяжелой, высоковязкой нефтью, или на скважинах, резко снизивших продуктивность из-за закупорки пор парафиносмолистыми отложениями.

Закачка в скважину поверхностно-активных веществ. В призабойную зону через НКТ передвижным насосным агрегатом закачивают концентрированный раствор ПАВ (до 5 %), затем закачивают слабоконцентрированный раствор в таком количестве, чтобы все пористое пространство намечаемой зоны обработки было заполнено активным раствором ПАВ. В качестве растворителя обычно используется нефть.

Объем раствора берут из расчета 0,8—2 м³ на 1 м толщины пласта, что обеспечивает глубину по радиусу в 0,5—2,0 м.

Эксплуатация скважины возобновляется через 2—3 сут после закачки в пласт раствора ПАВ. Этот метод обработки применяют в скважинах, в которых в процессе эксплуатации проницаемость призабойной зоны резко ухудшилась из-за попадания в нее посторонней воды или фильтрата глинистого раствора, а также твердых частиц.

§ 13. ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Сущность термогазохимического воздействия (ТГХВ) заключается в том, что в скважину на кабеле спускают устройство с пороховыми зарядами типа АДС — аккумуляторы давления скважин — и проводят «медленный взрыв» против продуктивного пласта. Скорость горения порохового заряда в зависимости от его количества (15, 20, 100, 150 кг) составляет 6, 12, 18 с. При этом образуется 830—850 м³ газа на 1 кг пороха и выделяется 3420—5555 кДж тепла. В скважине могут развиваться давления 30—100 МПа и более, при которых раскрываются трещины или создаются новые трещины в пласте. Максимальная температура в центре горения заряда может достигать 3500 °С, но за счет достаточно хорошей теплопроводности колонны, жидкости и породы температура среды на стенке скважины быстро выравнивается и не превышает 250—700 °С.

При сжигании порохового заряда наблюдается импульсный характер выделения тепловой энергии и перенос тепла совмещается с интенсивным движением нагретых жидкостей и газообразных продуктов горения по порам и трещинам в глубь продуктивного пласта, которые и расплавляют отложения парафина и асфальтосмолистых веществ и выпаривают связанную воду.

Пороховые газы в основном состоят из хлористого водорода и углекислого газа. Проникая в поры и трещины пласта, хлористый водород, соединяясь с пластовой водой, образует до 100—150 л раствора соляной кислоты 5%-ной концентрации, которая, взаимодействуя с карбонатными породами и солями железа, увеличивает пористость, расширяет трещины. Углекислый газ, образующийся при реакции раствора соляной кислоты и содержащихся в составе пороховых газов, растворяется в нефти, снижая ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой.

Пороховые заряды типа АДС изготавливаются промышленностью четырех типоразмеров длиной от 500 до 1800 мм, диаметрами 42 и 100 мм, массой секции от 2 до 32 кг. Их спускают в скважину на обычном поддоне на кабеле через обсадные трубы. В фонтанные скважины секции АДС спускают через лубрикатор на специальном поддоне, который после выхода из НКТ переворачивается, и секции падают на забой.

Обработку скважин этим методом обычно совмещают с проведением подземного или капитального ремонта. Метод ТГХВ может проводиться в комплексе с кислотными обработками и обработками скважин с закачкой растворителей. Он дает хороший эффект при применении в высокопродуктивных скважинах с крепкими породами призабойной зоны пласта и в скважинах, расположенных в зонах высокого пластового давления. Эффективность ТГХВ повышается на месторождениях с низкой вязкостью нефти, но содержащих в своем составе большое количество парафина с высокой температурой кристаллизации.

На месторождениях, в призабойных зонах которых наблюдаются отложения гипса, после проведения ТГХВ возможно значительное ограничение притоков пластовых вод. Это объясняется тем, что при высоких температурах возможен переход гипса в алебастр, который, соединяясь с водой в водоподводящих каналах, снова превращается в гипс.

Глава 17

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

§ 1. ВИДЫ РАБОТ ПО ПОДЗЕМНОМУ РЕМОНТУ И ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ОБОРУДОВАНИЮ И СРЕДСТВАМ МЕХАНИЗАЦИИ

Комплекс работ, связанных с устранением неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины и воздействием на призабойные зоны пластов, называется подземным ремонтом. Ежегодно на нефтегазодобывающих предприятиях СССР выполняется около 30 000 подземных ремонтов скважин.

Продолжительность простоев действующего фонда скважин в связи с ремонтными работами учитывается коэффициентом эксплуатации, который представляет собой отношение времени фактической работы скважины к их общему календарному времени за месяц или год. Коэффициент эксплуатации скважин в настоящее время составляет 0,94—0,98.

Подземный ремонт скважин в зависимости от вида и сложности работ условно подразделяется на текущий и капитальный ремонты.

К текущему ремонту относятся: смена насоса, ликвидация обрыва или отвинчивания насосных штанг и труб, смена насосно-компрессорных труб или штанг, изменение глубины погружения подъемных труб, очистка и смена песочного якоря, очистка скважин от песчаных пробок, удаление со стенок труб парафина, солей и др. Эти работы выполняются специализированными бригадами по подземному ремонту скважин, организуемыми на каждом предприятии по добыче нефти и газа. Бригады по подземному ремонту работают повахтно, в состав их входят три чело-

века: оператор с помощником работают у устья скважины, тракторист (шофер) — на лебедке подъемного механизма.

Более сложные работы, связанные с ликвидацией аварий с подземным оборудованием, исправлением поврежденных эксплуатационных колонн, изоляцией притоков вод в скважину, переходом на другой эксплуатационный горизонт, обработкой призабойных зон пластов и др., относятся к категории капитального ремонта скважин. Эти работы поручают цеху капитального ремонта скважин (ЦКРС) или специальным управлениям по капитальному и подземному ремонту скважин УКРС. Последнее находится в непосредственном подчинении производственных объединений по добыче нефти и газа и обслуживает на подрядных началах несколько нефтегазодобывающих управлений (НГДУ).

Из общего числа ежегодно выполняемых подземных ремонтов более 90 % работ приходится на скважины, оборудованные штанговыми насосами, и менее 5 % — на скважины, оборудованные ЭЦН.

Подземный ремонт скважин выполняется с помощью комплекса оборудования, состоящего из подъемных и транспортных средств, инструмента для выполнения ручных операций, средств механизации, оборудования по чистке скважин и др.

Основная доля времени, затрачиваемая на проведение подземного ремонта скважин в основных нефтяных районах страны, расходуется на транспортные операции (50 %) и на подготовительные работы (30 %). Поэтому в настоящее время при разработке нового оборудования для подземного ремонта скважин основное внимание обращается на их транспортабельность, механизацию и автоматизацию ручных работ и уменьшение массы.

§ 2. ПОДЪЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА И МЕХАНИЗМЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

При проведении подземных ремонтов скважин применяют стационарные или передвижные вышки и мачты, которые изготовляют из отработанных бурильных и насосно-компрессорных труб или из профильного проката.

Вышки изготовляют высотой 22—28 м с расстоянием между ногами в нижней части 8 м, а в верхней части 2 м. Эксплуатационные вышки и мачты устанавливают на фундаменте и дополнительно укрепляют оттяжками из стального каната. Они удобны в эксплуатации, так как в основном позволяют проводить спуско-подъемные операции двухтрубками (свечами).

В настоящее время подземный ремонт скважин в основном проводят с использованием передвижных мачт и подъемных агрегатов. Наиболее совершенной из передвижных мачт считается ПТМ-Т-40 грузоподъемностью 40 т, которая спуск и подъем труб осуществляет с помощью самоходных лебедок, смонтированных на тракторе-подъемнике ЛТ-11КМ или Азинмаш-43П.

Недостатками передвижных тракторных подъемников являются небольшая их скорость, запрещение передвигаться по асфальту и возможность нарушения герметичности промышленных трубопроводов наземной укладки.

В настоящее время для подземного ремонта скважин широко используют самоходные подъемные агрегаты, смонтированные на шасси мощных автомобилей типа ЗИЛ, КраЗ и др., грузоподъемностью от 16 до 80 т.

Подъемные агрегаты на автомобильном ходу отличаются высокой скоростью передвижения, маневренностью и быстротой монтажа и демонтажа.

§ 3. ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА

Спуско-подъемные операции при стационарных вышках и мачтах или самоходных подъемных агрегатах проводят с помощью талевой системы, состоящей из кронблока, талевого блока, крюка и талевого каната.

Оснастка талевой системы (рис. 17.1), т. е. число шкивов, включаемых в работу, определяется массой поднимаемого груза.

При подъеме груза по схеме *I*, т. е. на прямую, сила P , требуемая для подъема груза массой Q , теоретически должна быть равна силе тяжести груза Q . При этом длина наматываемого на барабан каната будет равна высоте H , на которую поднимается груз.

При подъеме груза по схеме *II*, т. е. с одним шкивом на талевом блоке, масса поднимаемого груза распределяется на два каната с натяжением каждого из них, равным половине силы тяжести — $\frac{1}{2}Q$. Такое же натяжение будет испытывать неподвижный и ходовой концы каната. Однако в этом случае, чтобы поднять груз на высоту H , на барабан нужно намотать канат длиной $2H$. Следовательно, в данном случае потеря времени для подъема груза составит вдвое больше. При оснастке талевой системы 3×2 показатели удвоятся, а при 4×3 — станут в 4 раза больше по сравнению с оснасткой 2×1 .

По схеме *III* подъем груза проводится также при помощи одного подвижного шкива, но неподвижный конец каната закреплен не на основании вышки, а за серьгу подвижного шкива, т. е. груз Q подвешен на трех канатах и натяжение каждого из них равно $\frac{1}{3}Q$. Сила, необходимая для подъема груза массой Q , при данной оснастке равна $\frac{1}{3}Q$. Длина наматываемого каната на барабан будет равна $3H$.

Сила натяжения ходового конца каната при любой оснастке определяется по следующим формулам:

при креплении неподвижного конца каната на полу буровой

$$P = \frac{Q}{2 n \eta}, \quad (17.1)$$

при креплении неподвижного конца каната за серьгу подвижного шкива

$$P = \frac{Q}{(2n + 1) \eta}, \quad (17.2)$$

где Q — нагрузка на крюке; n — число подвижных шкивов; η — к. п. д. талевой системы (находится по справочникам).

Кронблок — это неподвижная часть талевой системы, располагаемая на верхней площадке стационарной вышки или мачты, или в верхней части самоходных подъемных агрегатов. Крон-

блоки изготавливают трех-, четырех- и пятишкивными грузоподъемностью 15, 25, 50, 75 т.

Талевые блоки изготавливают с числом шкивов от одного до четырех, сидящих на одном валу, грузоподъемностью 10, 15, 25, 50, 75 т. Верхняя серьга служит для захвата талевого блока при его перетаскивании. За верхнюю серьгу также может быть прикреплен конец тале-

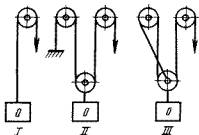


Рис. 17.1. Схема оснастки талевой системы

вого каната при оснастке талевой системы по схеме III, как показано на рис. 17.1. К нижней серьге, соединенной с талевым блоком с помощью болта-шарнира, подвешивается крюк, который служит для захвата элеватора, вертлюгов и другого оборудования при проведении спуско-подъемных операций. Крюки выпускают грузоподъемностью 10, 15, 25, 50, 75 т и выше.

Для оснастки талевой системы применяют талевые канаты диаметром от 11 до 28 мм, изготовленные из стальной проволоки с пределом прочности на растяжение от 1400 до 2000 МПа. Канаты от 11 до 17 мм называются тартальными, они применяются при поршневании скважин, чистке скважин от песка желонками и др. Канаты, используемые при спуско-подъемных операциях, должны иметь запас прочности не менее 2,5.

§ 4. СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ И ИХ МЕХАНИЗАЦИЯ

Для спуска в скважину труб и штанг и подъема их из скважины применяется комплекс инструмента, состоящий из трубных и штанговых элеваторов и ключей и различных приспособлений, ускоряющих проведение работ и обеспечивающих их безопасность.

Трубные и штанговые элеваторы служат для захвата насосно-компрессорных труб и штанг под муфту и для удержания их на весу во время спуско-подъемных операций.

Заводами выпускаются трубные элеваторы, выполненные по

«балочной» схеме типа «Красное Сормово», системы Халатяна, Карташова или Азинмаша. Часть одной стенки этих элеваторов раскрывается для ввода в них трубы. Затем стенки закрываются. На боковые проушины элеваторов надеваются массивные стальные штропы, подвешиваемые к подъемному крюку, и трубы, опираясь заплечиками муфты на торцевую поверхность элеваторов, поднимаются. Поскольку эти элеваторы работают как балка на двух опорах, т. е. на изгиб, они имеют большую массу. Для диаметров труб 48; 60,3; 73; 89 и 114 мм массы трубных элеваторов соответственно составляют 14, 17, 20, 35 кг.

На рис. 17.2 показан элеватор модели ЭГ системы Г. В. Молчанова, отличающийся наличием ребер 1 на корпусе и серьги 5 удлиненной формы. Он обладает высокой степенью безопасности запорного устройства, что обеспечивается автоматическим запирающим устройством 2 под нагрузкой и наличием еще двух запоров: подпружиненной защелки 3, закрывающей створку, и фиксатора 4, удерживающего защелку в закрытом положении. Элеватор системы Г. В. Молчанова рассчитан на работу с укладкой труб на мостки или с установкой их «за палец». Эти элеваторы выпускаются для подъема труб диаметрами 48; 60,3; 73 и 88,9 мм грузоподъемностью 16, 50 и 75 т. Их масса — от 8 до 15 кг.

Для свинчивания и отвинчивания насосно-компрессорных труб диаметрами 60, 73 и 89 мм применяются цепные универсальные ключи, а для работы с насосно-компрессорными трубами всех размеров — шарнирные ключи.

Штанговые элеваторы выпускаются двух типов: ЭНШ-5 и ЭНШ-10 грузоподъемностью 5 и 10 т. Они представляют собой легкие стальные хомуты, которые вводятся под муфту штанг. После подвешивания на штанговом элеваторе колонны штанг очередная штанга или свеча отвинчивается и укладывается на стеллажах другим элеватором. Отвинчивание и свинчивание штанг проводится с применением штангового ключа.

В зависимости от характера непосредственно проводимого подземного ремонта скважин спуско-подъемные операции за-

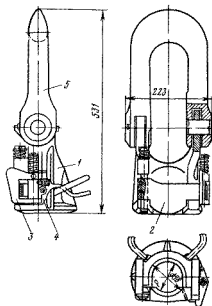


Рис 17.2. Элеватор ЭГ системы Г. В. Молчанова

нимают от 40 до 80 % всего затрачиваемого на ремонт времени. При ремонте штанговой насосной скважины сначала поднимают штанги, затем колонну подъемных труб. Штанги поднимают в следующей последовательности: отсоединяют верхнюю штангу (полированный шток) от станка-качалки и отводят в сторону головку балансира. Всю колонну штанг подвешивают на крюке при помощи штангового элеватора. После выхода муфты первой штанги или свечи под муфту подставляют второй элеватор, который удерживает колонну штанг от падения при отвинчивании извлеченной первой штанги или свечи. После укладки отвинченных штанг на мостки поднимают последующие штанги и т. д.

После подъема всей колонны штанг начинают подъем колонны труб в той же последовательности. Всю колонну спущенных в скважину труб подвешивают на крюке при помощи элеватора, который поддерживает колонну труб за муфту. После того как трубы подняты на некоторую высоту и муфта второй трубы или свечи показалась над устьем скважины, под эту муфту подставляют второй элеватор, который удерживает трубы от падения в скважину при отвинчивании извлеченной трубы. Отвинченную трубу кладут на мостки или ставят «за пальцы», затем подъем труб возобновляется. Спуск труб и штанг осуществляется в обратной последовательности.

С целью облегчения и ускорения основных трудоемких процессов при спуско-подъемных операциях Г. В. Молчанов разработал комплекс механизмов, который позволяет осуществить следующее: 1) автоматический захват и удержание колонны труб в специальном клиновом захвате или спайдере (работа ведется с одним элеватором, который постоянно висит на крюке); 2) механическое свинчивание и отвинчивание труб с автоматическим ограничением усилия свинчивания; 3) автоматическое центрирование колонны в скважине.

На рис. 17.3 показан автомат АПР-2, который устанавливают на фланце устья скважины и крепят двумя болтами. Установка АПР-2 состоит из корпуса 1 с внутренним конусным отверстием и тремя клиньями, объединенными в узел подвески 2. С помощью балансира с грузом подвеска выталкивается вверх и освобождает трубы, а под действием элеватора с колонной труб опускается, захватывает (заклинивает) колонну труб плашками и удерживает ее на весу. С помощью специального устройства (центратора) 4 со сменными вкладышами и фиксатором 3 колонна труб автоматически ориентируется по центру конусного отверстия автомата, что обеспечивает одинаковую по высоте установку клиньев в момент захвата ими трубы. Корпус центратора служит и корпусом механического ключа, который представляет червячную пару (червячное колесо 5, червяк 6). На ободе червячного колеса укреплено водило 7, передающее вращающее усилие трубному

ключу, надетому на свинчиваемую или отвинчиваемую трубу. Червяк соединяется с муфтой и электродвигателем специального исполнения, приводящим в действие механический ключ. Электродвигатель управляется реверсивным командоаппаратом.

Автомат комплектуется элеваторами типа ЭГ (рис. 17.2) и трубными и стопорными ключами системы Молчанова (КТМ и КСМ).

Ключ КТМ (рис. 17.4) состоит из стальной литой челюсти 5, шарнирно связанной со створкой 1. Зашелка 3 закрывает

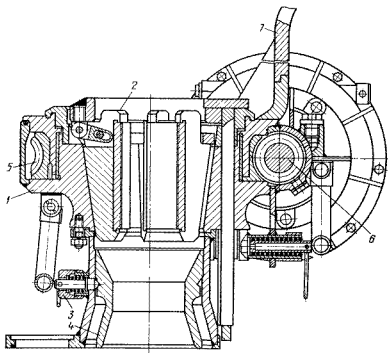


Рис. 17.3. Автомат АПР-2 системы Г. В. Молчанова

челюсть и створку и фиксируется собачкой 2. По специально спрофилированной цилиндрической поверхности челюсти свободно перемещается сухарь 4, имеющий форму криволинейного клина с внутренней насечкой. При вращении закрытого на трубе ключа сухарь 4 заклинивает трубу в ключе и проворачивает ее. Большие контактные поверхности створки и сухаря способствуют уменьшению удельного давления ключа на трубу, что уменьшает и степень ее повреждения по сравнению с ключами других систем.

Ключ КСМ предназначен для восприятия реактивного момента, возникающего при свинчивании и отвинчивании труб.

Створки, сухарь, защелки и собачки КСМ унифицированы соответствующими элементами ключа КТМ. Также взаимозаменяемы валики и пружины.

В настоящее время на базе АПР-2 созданы автоматы АПР-ГП с гидроприводом, которые предназначены для работы на скважинах с вышкой и гидроприводом. Гидропривод позволяет весьма точно и в широких пределах регулировать вращающий момент на водило автомата для каждого типа и размера резьбовых соединений труб.

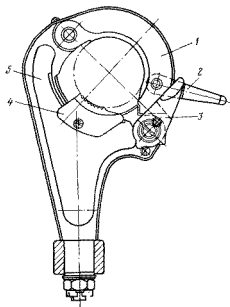


Рис. 17.4. Трубный ключ КТМ

Для работы на скважинах, оборудованных бесштанговыми электронасосными установками, применяют автоматы АПР-2 ЭПН с автоматической приставкой, оснащенной центрирующим устройством и механизмом съема и надевания хомутов для крепления токонесущего кабеля диаметрами от 27,5 до 34,7 мм на колонну труб диаметрами от 48 до 114 мм при их спуске в скважину и подъеме на поверхность.

Механизация спуска и подъема штанг осуществляется только при их свинчивании и отвинчивании. Для этой цели применяют подвесные ав-

томаты типа АШК, подвижные с зевом для надвигания ключа на штангу, и ключи по схеме автомата системы Молчанова типов МШК и МШТК, неподвижно укрепляемые на устье скважины с передачей вращающего момента водилом.

§ 5. ОЧИСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ ОТ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

При эксплуатации скважин происходят осложнения, связанные с разрушением неустойчивых пород призабойной зоны и образованием песчано-глинистых пробок в прифилтровой части обсадных труб и в подъемных трубах. В зависимости от природы и интенсивности выноса пород толщина песчано-глинистых пробок иногда достигает 200—400 м, в связи с чем нередко продуктивность скважины снижается вплоть до полного прекращения подачи жидкости.

Разрушение и удаление скопившегося в скважине песка проводят с применением желонки, беструбного гидробура или путем проведения промывки скважины жидкостью с допуском труб.

Обычная желонка представляет трубу диаметром 75—100 мм, длиной 8—12 м с тарельчатым или шариковым клапанами. Желонка спускается в скважину на тартальном канате. Не доходя до песчаной пробки на 10—15 м, лебедка снимается с тормозов, и желонка летит под действием силы тяжести и ударяется в песчаную пробку. При этом клапан открывается, в желонку набираются песок и куски глинисто-песчаного материала и она поднимается на поверхность. Для полного наполнения песком желонку несколько раз ударяют по пробке.

Имеются желонки пневматического действия, которые представляют собой герметичную трубу указанных диаметров с механическим клапаном и с пикообразным штырем снизу. Клапан в закрытом состоянии поддерживается пружиной. При ударе пикой о пробку клапан открывается и разрыхленный песок под действием давления напора жидкости в скважине всасывается в желонку. При уравнивании давления клапан закрывается и желонка с песком поднимается на поверхность.

Существуют также поршневые желонки.

Для разрушения плотных песчаных пробок применяют беструбный гидробур (рис. 17.5), который состоит из плунжерного насоса 2, желонки 6 с сифоном 5 и долота 8. После падения гидробура на забой плунжер 1 насоса под действием силы тяжести вытесняет жидкость из цилиндра через боковой клапан 4. При подъеме гидробура плунжер 1 перемещается вверх, клапан 4 закрывается, а шаровой клапан 3 открывается и жидкость из желонки всасывается в цилиндр насоса. Одновременно с этим в желонку из-под долота 8 через трубку 7 вместе с жидкостью всасывается песок. После попадания песчано-жидкостной смеси в желонку резко снижается ее скорость и песок оседает на дно желонки. После нескольких ударов о песчаную пробку желонка заполняется песком и гидробур поднимается на поверхность. Разгрузка песка из гидробура проводится при снятии долота.

Если вместо долота и трубки на конец гидробура поставить клапан, он может работать как обычная пневматическая желонка.

Чистка песчано-глинистых пробок с применением желонки и гидробура крайне неэффективна. При этом сильно изнашиваются канаты, детали кронблока и талевого блока и изнашиваются обсадные трубы. Работы с желонками и гидробуром рекомендуется проводить только на скважинах, глубина которых не превышает 1000 м, или на истощенных месторождениях с низкими пластовыми давлениями и высокой проницаемостью призабойной зоны пласта.

Удаление песчаных пробок в настоящее время в основном проводится промывкой скважины водой или углеводородной жидкостью. Для этого до песчаной пробки спускают насосно-компрессорные трубы со скошенным концом и через них или по межтрубному пространству с большой скоростью прокачивают жидкость. Под действием струи жидкости песчаная пробка размывается и песок и обломки породы восходящим потоком выносятся на поверхность. По мере промывки насосно-компрессорные трубы доспускаются. Для повышения эффективности работы по промывке песчаной пробки проводят «легкое долбление» песчаной пробки многократным спуском с небольшой глубины (0,2—0,5 м) НКТ со скошенным концом.

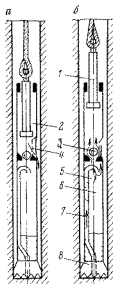


Рис. 17.5. Беструбный гидробур

При: а — падении на забой; б — подъеме

Способ промывки, при котором промывочная жидкость закачивается через насосно-компрессорные трубы, а жидкость с песком поднимается на поверхность по кольцевому пространству, называется **прямой промывкой**.

Если промывка скважины проводится закачкой жидкости через кольцевое пространство, а подъем жидкости с песком происходит через насосно-компрессорные трубы, способ промывки называется **обратной промывкой**.

Основным условием как при прямой, так и при обратной промывках является то, что скорость восходящего потока жидкости в насосно-компрессорных трубах или в кольцевом пространстве должна быть больше скорости падения самых крупных зерен песка. Средняя скорость падения зерен песка $v_{\text{п}}$ различного диаметра d в воде может быть принята

следующая:

d , мм	0,3	0,25	0,2	0,1	0,01
v , м/с	3,12	2,53	1,95	0,65	0,07

На рис. 17.6 показана схема оборудования скважины для промывки ее. При прямой промывке закачку жидкости проводят насосными агрегатами через стояк 9, промывочные шланги 2, вертлюг 3 и насосно-компрессорные трубы 4, подвешенные на крюке 1. Задвижки 13 и 11 при этом закрыты. Жидкость, выходя из конца промывочных труб с большой скоростью разрушает песчаную пробку, и размытая порода по межтрубному пространству поднимается до устья и через выкид 14 тройника 7 выбрасывается в приемную емкость. После отстоя жидкость можно снова использовать для промывки.

Для проведения промывки скважины по схеме обратной промывки при закрытых кранах 12 и 14 жидкость закачивают в межтрубное пространство 8. Жидкость, достигая забоя, захватывает размытую породу и через промывочные трубы 4, вертлюг 3, промывочный шланг 2 и стояк 9 через выкид 11 выбрасывается в приемную емкость. Контроль за давлением в межтрубном пространстве в процессе обратной промывки проводится по манометру 10.

Как при прямой, так и при обратной промывке применяется промывочная головка 6, снабженная сальниковым устройством 5, которое герметизирует устье скважины и позволяет допускать трубы с муфтами по мере размыва песчаной пробки без остановки прокачки жидкости.

Существенный недостаток прямой промывки — сравнительно низкая скорость восходящего потока жидкости, вследствие чего размытый песок медленно поднимается на поверхность. При большом диаметре обсадной колонны скорости восходящего потока могут оказаться недостаточными для выноса размытой породы.

Обратная промывка имеет ряд преимуществ по сравнению с прямой промывкой.

1. Скорость восходящего потока в несколько раз больше по сравнению с прямой промывкой, вследствие чего скорость ликвидации песчаной пробки увеличивается и длительность всей работы сокращаются.

2. Исключается возможность прихвата промывочных труб.

3. Обратную промывку можно проводить с меньшим расходом жидкости, так как из-за малого диаметра промывочных труб скорость восходящего потока быстро становится выше скорости падения песка в жидкости.

Однако обратная промывка обладает существенным недостатком, заключающимся в том, что сильно повышается забойное давление, вследствие чего может происходить поглощение промывочной жидкости в пласт, особенно в раздренированных залежах с низкими пластовыми давлениями. Кроме того, на

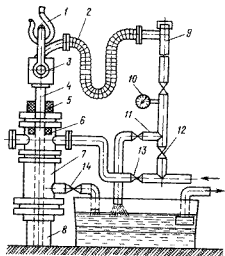


Рис. 17.6. Схема оборудования устья скважины для промывки

устье скважины обязательно нужно иметь надежное герметизирующее устройство, которое одновременно должно обеспечивать и пропуск труб с муфтами через себя при доспуске их.

В качестве промывочной жидкости применяют воду, нефть и реже глинистый раствор. Однако применение воды связано с ее поглощением и возможностью загрязнения призабойной зоны пласта. В результате может снижаться фазовая проницаемость пород или вообще снижаться проницаемость пород призабойной зоны пласта вследствие набухания глинистых частиц. Для уменьшения вредного влияния воды на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта в нее добавляют ПАВ.

Глинистый раствор для промывки песчаных пробок применяется в исключительных случаях на фонтанных скважинах с высоким пластовым давлением, с тем чтобы не допустить неуправляемого выброса и фонтанирования.

Промывка скважин с применением углеводородных жидкостей (нефти, дизельного топлива и др.) вызывает меньше осложнений. Однако этот способ дорог и требует особых мер пожарной безопасности.

На месторождениях с низкими пластовыми давлениями с целью предупреждения поглощения промывочной жидкости пластом промывку скважины проводят с применением аэрированной жидкости.

Промывку песчаных пробок проводят специальными промывочными агрегатами Азинмаш-32М и Азинмаш-35. Насосный агрегат Азинмаш-32М смонтирован на тракторе Т-100М. Насос — трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия, с давлениями на выкиде от 4 до 16 МПа и подачей от 10 до 3 л/с. Напорная линия диаметром 50 мм комплектуется угловым пробковым краном высокого давления. Агрегат Азинмаш-35 монтируется на шасси автомобиля ЗИЛ-130, диапазон давлений от 4 до 16 МПа, подача от 17 до 4 л/с.

Для промывки песчаных пробок также применяют продавочные агрегаты ЦА-320. Для перевозки технологической жидкости используют автоцистерны 3АЦ и 4АЦ и др.

§ 6. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Наиболее характерные работы при капитальном ремонте скважины: изоляционно-восстановительные, ремонтно-исправительные, ловильные, а также резка и бурение вторых стволов.

Изоляционно-восстановительные работы заключаются в ликвидации прорыва в скважину пластовых вод (верхних или нижних по отношению к эксплуатационному нефтяному горизонту или пропластку) путем цементирования ее ствола в заданном интервале.

Изоляцию верхней воды, поступающей через нарушение в колонне, проводят следующими способами:

заливкой цементным раствором, затворенным на водяной основе, через нарушение в колонне под давлением с последующим разбуриванием цементного кольца;

заливкой нефцецементным раствором с последующим вымыванием его излишков;

спуском дополнительной предохранительной колонны и цементированием ее;

спуском специальных пакеров;

«латанием» путем спуска в скважину гофрированной тонкостенной трубы и распрямления ее и прижатия высоким давлением жидкости к внутренней стенке обсадной трубы в интервале нарушения.

Изоляцию верхней воды, поступающей по межтрубному пространству, через отверстия фильтра проводят:

заливкой цементным раствором через отверстия фильтра с последующим разбуриванием цементного стакана или с вымыванием излишков цементного раствора;

заливкой нефцецементным раствором через фильтр с последующим вымыванием излишков нефцецементного раствора.

Во избежание попадания цементного раствора в эксплуатационный пласт отверстия фильтра затрамбовывают песком и, если это необходимо, создают цементный стакан над насыпной пробкой ниже дефекта в колонне.

Закачку раствора можно проводить через заливочные трубы и без труб. По истечении срока твердения раствора колонну испытывают на герметичность опрессовкой, после чего разбуривают цементный стакан в колонне ниже дефекта на 10—15 м или до насыпной пробки. Затем место дефекта испытывают на герметичность понижением уровня жидкости и опрессовкой, разбуривают цементный стакан и песчаную пробку и промывают скважину до забоя.

Верхнюю воду, поступающую по межтрубному пространству к забою скважины по трещинам, нарушениям и каналам в пласте, а затем через отверстия фильтра, изолируют цементированием через эти отверстия.

Борьба с обводнением скважины сводится к селективной изоляции водяной зоны, применению нефцецементных растворов, способных затвердевать в водонасыщенной среде и оставаться жидкими и подвижными в нефтенасыщенной зоне.

Также для селективного ограничения притоков пластовых вод в трещины призабойной зоны пласта по схеме гидроразрыва пласта вводят гранулированный или порошковый магнез с песком в соотношении 1 : 6, сбрасывают давление и вызывают приток с очень низкой скоростью до появления пластовой воды. Затем скважину оставляют для проведения реакций гидролиза магнеза с пластовой водой и образования магнезпесчаного цемента при взаимодействии окиси магнеза с хлоридами, содержащимися в пластовой воде. Смесь гидроокиси магнеза,

магнезиального цемента и песка прочно схватывается в трещинах пласта и ограничивает или полностью изолирует приток пластовой воды в скважину. Магний же, введенный в трещины, пласта, остается в неизменном состоянии и вместе с песком удерживает эти трещины в открытом состоянии.

Нижние воды могут проникнуть к эксплуатационному объекту через цементный стакан вследствие недоброкачественного цементирования или разрушения этого стакана.

Для создания нового цементного стакана разбуривают до прежнего забоя разрушенный стакан, а затем промывают ствол скважины. В этом случае процесс цементирования лучше осуществлять по способу «сифон» с помощью желонки (в неглубоких скважинах) или заливочного агрегата (в глубоких скважинах). Раствор следует подавать небольшими порциями.

Пути проникновения нижних вод по межтрубному пространству через отверстия фильтра аналогичны путям проникновения верхних вод в скважину. При этом цементирование под давлением через отверстия фильтра водоцементным раствором также применяют в тех случаях, когда нефтяной горизонт не дренирован и нет опасности его перекрыть. Во всех остальных случаях используют нефцецементный раствор.

Дополнительные эксплуатационные колонны спускают в скважины, если путем цементирования невозможно ликвидировать дефект в эксплуатационной колонне; в эксплуатационной колонне имеется несколько дефектов на разных глубинах, не поддающихся ремонту; имеется возможность спустить дополнительную обсадную колонну ниже места слома основной эксплуатационной колонны. В отдельных случаях для экономии спускаемую колонну делают подвесной, т. е. она является как бы промежуточной и перекрывает только интервал дефектов, а нижняя и верхняя части эксплуатационной колонны остаются прежними.

При спуске дополнительной колонны в виде хвостовика ее верхний конец, находящийся на некотором расстоянии от устья, оборудуют направляющей воронкой, а нижний конец — башмаком с фаской. Дополнительные колонны спускают в скважину с пакером или с последующим ее цементированием.

К ремонтно-исправительным работам относят исправление смятий, сломов и трещин в колоннах и замена поврежденной части колонны. Колонна на каком-то участке может быть ослаблена из-за уменьшения толщины стенки или дефекта в резьбовом соединении. В этом месте обязательно скажется разрушительное действие напора вод или давления пород. Резкое снижение уровня жидкости в скважине, вследствие чего внешнее давление на колонну может превысить допустимое значение, также приведет к повреждению колонны. Кроме того, при выносе из призабойной зоны скважины в процессе ее эксплуатации большого количества песка могут происходить об-

валы породы, залегающей выше дренируемого пласта, что также приводит к смятию и слою колонны.

Смятые участки колонны выправляют оправочными долотами или специальными оправками.

Если исправить колонну долотами не удастся, участок смятия обрабатывают плоскими или коническими фрезерами. Выправленный участок укрепляют цементным кольцом, для чего за колонну под давлением нагнетают цементный раствор.

Ловильные работы по извлечению оборвавшихся труб и упавшего инструмента занимают особое место в капитальном ремонте. Наиболее сложными являются работы по захвату и извлечению труб, так как колонна насосно-компрессорных труб, упавшая в скважину, при ударе о забой изгибается по всей длине и заклинивается в эксплуатационной колонне. Кроме того, иногда трубы при ударе о забой ломаются в нескольких местах и располагаются в скважине рядами. Трубы могут также врезаться в пробку, если она имеется в скважине.

Прежде чем спустить в скважину ловильный инструмент, необходимо обследовать состояние эксплуатационной колонны и положение упавших в скважину труб или каких-либо предметов. Для этого служат свинцовые печати. Смятие эксплуатационной колонны обычно обследуют конусной печатью. Для получения отпечатка верхнего конца ловильных труб или какого-либо предмета применяют торцовую печать.

К ловильным инструментам относятся овершоты, колокола, труболовки (внутренние и наружные), метчики, крючки, удочки, ерши, штопоры и т. п. Для ловки насосно-компрессорных труб пользуются труболовками различных типоразмеров с правой и левой резьбами. Труболовки изготавливаются внутренние и наружные, освобождающиеся и поддающиеся освобождению при помощи вспомогательного инструмента. Для ловли за муфту насосно-компрессорных труб и другого оборудования, оставшегося в скважине, имеющего выступы, применяют овершоты. Для ловли насосно-компрессорных труб за наружную поверхность (когда трубы оборваны в теле или из них вырвана муфта) или для захвата муфты снаружи (когда поврежден конец трубы) применяют колокола.

Чтобы извлечь оставленные в скважине трубы, часто приходится прикладывать большие усилия. Поэтому при ловильных работах применяют толстостенные бурильные трубы.

Работы по ликвидации скважин после прекращения их эксплуатации также относятся к капитальным работам. В таких скважинах вырезают и извлекают спущенные в них обсадные трубы, а ствол цементируют, заливают глинистым раствором или засыпают глиной (в зависимости от геологических особенностей скважины).

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Условия формирования нефтяных и газовых залежей	3
§ 1. О происхождении нефти и газа	3
§ 2. Природные коллекторы нефти и газа	4
Глава 2. Физические свойства горных пород	6
§ 1. Пористость	6
§ 2. Гранулометрический состав горных пород	8
§ 3. Проницаемость горных пород	9
§ 4. Удельная поверхность породы	11
§ 5. Коллекторские свойства трещиноватых пород	12
§ 6. Механические свойства горных пород	12
§ 7. Условия залегания нефти, газа и воды в залежах	14
Глава 3. Физические свойства нефти, газа и воды	17
§ 1. Физические свойства газов	17
§ 2. Физические свойства нефти и воды в пластовых условиях	21
§ 3. Свойства вязкопластичных (неньютоновских) жидкостей	24
Глава 4. Молекулярно-поверхностные свойства системы порода—нефть—газ—вода	25
§ 1. Молекулярное давление жидкости и поверхностное натяжение	26
§ 2. Смачивание твердого тела жидкостью	27
§ 3. Примеры проявления поверхностно-капиллярных явлений при вытеснении нефти из пористой среды водой	29
Глава 5. Основы вытеснения нефти водой и газом из пористой среды	31
§ 1. Пластовая энергия и силы, действующие в залежах	31
§ 2. Режимы работы нефтяных залежей	32
§ 3. Приток жидкости в скважины	36
Глава 6. Разработка нефтяных месторождений	40
§ 1. Системы разработки нефтяных месторождений	40
§ 2. Основные принципы проектирования разработки нефтяных месторождений	44
§ 3. Стадии разработки залежи	46
§ 4. Контроль и регулирование эксплуатации залежи	48
Глава 7. Поддержание пластового давления закачкой воды или газа в пласт	49
§ 1. Методы борьбы с вредным влиянием закачиваемых вод на проницаемость нагнетательных скважин	49
§ 2. Определение пригодности воды для закачки в пласт	52
§ 3. Принципиальные схемы системы водоснабжения для заводнения пластов	52
§ 4. Использование подземных вод для заводнения нефтяных пластов	60
§ 5. Поддержание высокой приемистости нагнетательных скважин	62
§ 6. Закачка газа в повышенные части пласта	64
Глава 8. Другие методы повышения нефтеотдачи пластов	65
§ 1. Обработка воды поверхностно-активными веществами	66
§ 2. Применение уголекислоты	66
§ 3. Вытеснение нефти оторочкой затупенной воды	67
§ 4. Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов	67
§ 5. Вторичные методы добычи нефти	71
Глава 9. Вскрытие продуктивного пласта и освоения скважин	73
§ 1. Задачи вскрытия продуктивного пласта и заканчивание скважин	73
§ 2. Конструкция скважин и оборудование их забоя	74

§ 3. Перфорация скважин	78
§ 4. Освоение скважины и пуск ее в эксплуатацию	81
§ 5. Особенности освоения водонагнетательных скважин	83
Глава 10. Промысловые гидродинамические исследования скважин и пластов	89
§ 1. Исследования скважин на приток (приемистость) при установившихся режимах	90
§ 2. Исследование скважин при неустановившихся режимах	94
§ 3. Формы кривых восстановления давления и их интерпретация	96
§ 4. Технология и техника гидродинамических исследований скважин	100
§ 5. Исследования профиля продуктивности или приемистости скважин	102
§ 6. Скважинные расходомеры и дебитомеры	103
§ 7. Методика промысловых исследований и построения профилей приемистости и продуктивности нагнетательных нефтяных скважин	106
Глава 11. Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин	109
§ 1. Подъем газожидкостных смесей по вертикальным трубам	109
§ 2. Условия фонтанирования скважин	117
§ 3. Оборудование фонтанных скважин	119
§ 4. Осложнения при фонтанной эксплуатации скважин и методы борьбы с ними	125
§ 5. Исследования фонтанных скважин и установление оптимального режима их работы	133
Глава 12. Газлифтная эксплуатация скважин	134
§ 1. Принципы газлифтной эксплуатации скважин	134
§ 2. Конструкция и системы подачи рабочего агента газлифтных подъемников	136
§ 3. Преимущества и недостатки газлифтного способа эксплуатации нефтяных скважин	137
§ 4. Расчет газлифтных подъемников	139
§ 5. Пуск газлифтных скважин и методы снижения пускового давления	141
§ 6. Периодическая эксплуатация газлифтных скважин	146
§ 7. Плунжерный подъемник	148
§ 8. Эксплуатация скважин гидропакерным автоматическим поршнем	149
§ 9. Исследование газлифтных скважин	150
§ 10. Компрессорная станция и система распределения рабочего агента по скважинам	152
§ 11. Бескомпрессорный газлифт	153
§ 12. Осложнения при газлифтной эксплуатации скважин, их предупреждение и ликвидация	155
§ 13. Повышение эффективности работы газлифтных подъемников	157
Глава 13. Эксплуатация скважин штанговыми скважинными насосами	158
§ 1. Схема и принцип работы штанговой насосной установки	158
§ 2. Подача штанговой насосной установки	160
§ 3. Штанговые насосы	161
§ 4. Насосные штанги	165
§ 5. Устьевое оборудование	167
§ 6. Станки-качалки	169
§ 7. Работа насосных штанг и нагрузка на них	171
§ 8. Упругие деформации штанг и труб и определение длины хода плунжера	173
§ 9. Исследование работы штанговой насосной установки методом динамометрирования	176
§ 10. Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками	179
§ 11. Исследование насосных скважин	181

§ 12. Периодическая эксплуатация малодебитных скважин	183
§ 13. Выбор оборудования и установление режима работы штанговой насосной установки	184
Глава 14. Эксплуатация скважин погружными электронасосами	186
§ 1. Установка погружного центробежного электронасоса	187
§ 2. Выбор погружных центробежных электронасосов для эксплуатации скважин. Область их применения	191
§ 3. Исследование скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами	193
§ 4. Винтовые насосы	194
§ 5. Эксплуатация скважин гидропоршневыми насосами	195
Глава 15. Одновременно-раздельная эксплуатация двух и более пластов одной скважиной	196
Глава 16. Методы увеличения проницаемости призабойной зоны пласта	201
§ 1. Причины низкой продуктивности скважин	201
§ 2. Кислотные обработки скважин	202
§ 3. Борьба с коррозией нефтепромыслового оборудования и вредным влиянием примесей в кислотном растворе при обработках скважин	205
§ 4. Технология и техника кислотных обработок скважин	207
§ 5. Солянокислотная обработка высокотемпературных скважин	210
§ 6. Обработка скважин с получением кислоты на забое	212
§ 7. Пенокислотная обработка скважин	215
§ 8. Гидравлический разрыв пласта	216
§ 9. Термокислотная обработка скважин	223
§ 10. Виброобработка забоев скважин	234
§ 11. Торпедирование скважин	234
§ 12. Тепловое воздействие на призабойную зону	235
§ 13. Термогазохимическое воздействие на призабойную зону пласта	238
Глава 17. Подземный ремонт скважин	239
§ 1. Виды работ по подземному ремонту и требования, предъявляемые к оборудованию и средствам механизации	239
§ 2. Подъемные устройства и механизмы, применяемые при подземном ремонте скважин	240
§ 3. Талевая система	241
§ 4. Спуско-подъемные операции и их механизация	242
§ 5. Очистка ствола скважины от песчаных пробок	246
§ 6. Капитальный ремонт скважин	250

ФУАТ САЛИХЬЯНОВИЧ АБДУЛИН ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства *О. А. Латышева*
 Переплет художника *С. В. Алабьева*
 Художественный редактор *В. В. Шутько*
 Технический редактор *А. В. Трофимов*
 Корректор *К. И. Савенкова*

ИБ № 3961

Сдано в набор 26.10.82. Подписано в печать 14.02.83. Т-04745. Формат 60×90/16. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 16,0. Усл. кр.-отт. 16,0. Уч.-изд. л. 16,8. Тираж 13 000 экз. Заказ 2549/8044-6. Цена 65 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгения Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.