

ТЕХНИКА
И ТЕХНОЛОГИЯ
ОСВОЕНИЯ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГЛУБОКИХ
СКВАЖИН

А. Д. АМИРОВ

ТЕХНИКА
И ТЕХНОЛОГИЯ
ОСВОЕНИЯ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГЛУБОКИХ
СКВАЖИН

А. Д. АМИРОВ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1970

Техника и технология освоения и эксплуатации глубоких скважин. Амиров А. Д. М., изд-во «Недра», 1970, стр. 224.

В книге излагаются теоретические исследования и анализируется накопленный на нефтепромыслах страны опыт по освоению и эксплуатации глубоких скважин. Цель работы в известной мере восполнить имеющийся в отечественной научно-технической литературе пробел в области освоения и эксплуатации глубоких скважин.

Книга рассчитана на работников нефтегазодобывающей промышленности, имеющих практический навык, студентов нефтяных вузов и техникумов, на работников научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций нефтяного профиля.

Таблиц 27, иллюстраций 45, библиография — 119 названий.

ВВЕДЕНИЕ

Решениями XXIII съезда КПСС предусмотрено довести в 1970 г. добычу нефти по стране до 345—355 млн. т и газа до 225—240 млрд. м³. В связи с этим ежегодные приросты должны составить по нефти 20—22 млн. т и по газу 18—20 млрд. м³.

Резкий подъем добычи нефти и газа будет достигнут не только за счет уже разрабатываемых месторождений, но и в результате ввода новых, высокопродуктивных залежей нефти и газа в Западной Сибири, на п-ове Мангышлак, на Северном Кавказе, в западной Туркмении, на Украине, на Каспийском море и в других районах.

На промыслах и буровых предприятиях получают дальнейшее развитие методы искусственного воздействия на разрабатываемые залежи и другие методы интенсификации добычи нефти, форсированные режимы бурения, методы совместной эксплуатации двух-трех пластов одной скважиной, что значительно сократит расходы на добычу нефти и бурение скважин.

На площадях суши в пределах Азербайджана основной объем разведочного и эксплуатационного бурения в предстоящей пятилетке будет использован на вскрытие глубокозалегающих пластов.

Расчеты запасов нефти и газа в недрах Азербайджана показывают, что значительная доля их находится на больших глубинах, условно отнесенных нами к категории глубоких (3000—4000 м) и сверхглубоких (более 4000 м).

Учитывая, что в перспективе работы по бурению и эксплуатации глубоких и сверхглубоких месторождений будут все более увеличиваться, автор, развивая ранее начатые исследования в области освоения и эксплуатации сверхглубоких скважин, в настоящей работе задался целью рассмотреть вопросы дальнейшего прогресса техники и технологии добычи нефти и газа с больших глубин.

В работе использованы накопленные теоретические исследования и достигнутые практические результаты в области разработки глубокозалегающих нефте-газовых пластов, многолетний личный опыт по освоению и эксплуатации глубоких и сверхглубоких скважин, а также опыт нефтяников Азербайджана, Северного Кавказа, Украины, Туркмении и других нефтяных районов страны.

Учитывая разрозненность имеющейся научно-технической информации по технике и технологии добычи нефти с больших глубин, автор позволил себе провести некоторые обобщения, несколько шире и последовательно описать технологическое оборудование для указанных целей, а также выразить теоретические и практические соображения в области перспективы развития работ по освоению и эксплуатации глубоких скважин.

Глава I

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПЛАСТОВ

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Крупнейшие нефтяные месторождения Апшеронского полуострова приурочены в основном к средне- и верхнеплиоценовым отложениям, залегающим на глубинах 3,5—4,0 км. В пределах Северо-Западного Апшерона (Лок-Батан, Карадаг, Кушхана) и Прикуринской низменности (Кюровдаг, Мишовдаг, Кюрсангя) встречаются отложения палеогена и миоцена. Всемирно известная продуктивная толща (ПТ) считалась промышленно-нефтеносной до свиты (ПК). Вскрытая на отдельных площадях (Сураханы, Зых, Кара-Чухур) ниже залегающая свита ошибочно причислялась к низам свиты ПК.

Еще в предвоенные годы скв. 507 НПУ Азизбековнефть при углублении на 100 м ниже свиты ПК вскрыла новую нефтяную пачку, которая по месту открытия (с. Кала) геологами Б. К. Баба-Заде и В. А. Гориным была названа калинской (КаС). В дальнейшем эта свита на Восточном Апшероне вскрывалась и разрабатывалась десятками скважин на площадях Кала, Кара-Чухур, Гоусаны, о-в Песчаный, Туркяны, Зыря, Гюргяны-море, о-в Жилой, Нефтяные Камни.

Наиболее повышенные и устойчивые дебиты нефти, газа и конденсата при повышенных давлениях по скважинам калинской свиты (КаС) были зафиксированы на площадях Зыря (скв. 7, 10, 13, 18), о-в Песчаный (скв. 5, 11) и др. Характерно, что скв. 49, 21 на площади Зыря и скв. 93 на площади о-в Песчаный были ликвидированы в процессе бурения и освоения в результате развития чрезмерно больших давлений, вызвавших разрыв колонны, прихват инструмента, сильные выбросы и другие осложнения.

На Западном Апшероне (Карадаг, Сангачалы, Дуваный, Булла-море) и в Прикуринской низменности глубокие и сверхглубокие скважины пока не вскрыли низов ПТ и самые глубокие из них дошли лишь до горизонта VIII, а в Прикуринской низменности до горизонтов XII—XIII. КаС представляет подошвенные слои ПТ и выражена в основном песчано-глинистой пачкой, аналогичной по

своей структуре залегающей выше КС, и отдельными пропластками песков типа песчаных пород свиты ПК, непосредственно покрывающей КС.

Глубокие (3000—3200 м) скважины бурились и в предвоенные годы, в основном на свиты ПК и КС, в отдельных случаях КаС, по ним фиксировались высокие устойчивые дебиты нефти и газа при повышенных давлениях. Так, на площадях Сураханы, Раманы, Кара-Чухур, Кала в довоенный период десятки скважин на глубинах около 3000 м, вскрывших ПК и КС, вступали в эксплуатацию с повышенными дебитами нефти и газа при больших давлениях. Из-за недостаточной прочности наземного оборудования при этом имели место открытые фонтаны и другие осложнения.

Уже в предвоенные годы задача поисков новых промышленных ресурсов нефти и газа заставила геологов и буровиков идти на большую глубину, хотя имевшаяся в тот период в наличии техника для бурения и добычи нефти не соответствовала усложнившимся условиям. Начатые в предвоенные и законченные уже в 1948—1950 гг. работы по бурению первых глубоких разведочных скважин на площади Гоусаны выявили необходимость конструирования и организации промышленного производства мощного бурового, геофизического и эксплуатационного оборудования для исследовательских работ и добычи нефти и газа с больших глубин, что практически расширило возможности геологов-разведчиков и буровиков по безопасному вскрытию глубокозалегающих нефтегазовых пластов и горизонтов. Начатые впервые в Азербайджане в пятидесятых годах и затем широко продолженные в шестидесятых годах на Северном Кавказе, на Украине и в Туркмении на больших глубинах и в осложненных условиях бурения геолого-разведочные работы привели к открытию десятков новых высокодебитных нефтегазовых месторождений.

В пределах Азербайджанской ССР на северо-восточном Апшероне сверхглубокие залежи приурочены к низам (свита КаС), на северо-западном — к балаханской свите ПТ (свита «седьмых» горизонтов, горизонты VIII и VIIIa). В Прикуринской низменности глубокими скважинами вскрыты низы ПТ до горизонтов XII—XIII включительно.

Скв. 1408 на площади Гоусаны, в которой при освоении развились высокие давления (более 300 ат), приведшие к разрыву катушки под пьедесталом с последующим сильным открытым фонтаном и пожаром, является своего рода пионером, положившим начало проектированию и производству нового мощного бурового и эксплуатационного оборудования. От истории этой скважины (3/III 1950 г) начинается период разворота геологоразведочных работ на глубокозалегающие нефтегазовые пласты в целом по стране. Поэтому рассмотрение геологических особенностей глубокозалегающих газонефтяных пластов начинаем с этой площади.

Площадь Гоусаны

Свободный дебит скв. 1408 (фильтр 3567—3578 м) оценивался в 1,5—2,0 млн. м³ газа и несколько сотен т/сутки жидкости. После ликвидации аварии эта скважина продолжительное время работала в условиях, не отвечающих нормальным (по 273-мм колонне), с дебитами: 200—250 тыс. м³ газа, 60—70 т конденсата и около 700 т/сутки посторонней воды. Скв. 1308, 1408 и другие позволили выявить высокую нефтегазоносность КС. Последующие скважины на этой площади (скв. 1501, 1505, 1507, 1510, 1515, 1516, 1517, 1518, 1522, 1588, 1700, 1833, 1836, 1837) вступали в эксплуатацию с дебитом 80—100 т/сутки фонтанным способом при рабочих давлениях 180—250 ат и повышенных газовых факторах. КС на площади Гоусаны С. Т. Овнатановым [92] разделена на три подсвиты с видимыми мощностями по свитам: КаС₁ 60; КаС₂ 50; КаС₃ 140 м.

При этом верхняя подсвита КаС₁ дополнительно подразделяется на газонефтеносные горизонты а, б, с с видимыми мощностями примерно 20, 15 и 25 м соответственно.

Мощность КС увеличивается в южном и восточном направлениях.

В подсвите КаС₁ наиболее песчаным является верхний горизонт КаС_{1а} с видимой мощностью 20—20 м и кажущимся удельным сопротивлением до 10 ом. Нижние горизонты этой подсвиты (КаС_{1б} и КаС_{1с}) более глинистые и практически нефтеносны.

Подсвита КаС₂ выражена наибольшей песчаностью во всем разрезе КаС с видимой мощностью около 50 м и кажущимся сопротивлением до 40 ом. Эта подсвита также подразделяется на три отдельные песчаные пачки — горизонты. Видимая мощность их составляет: КаС_{2а} около 20, КаС_{2б} — 15, КаС_{2с} — 15 м.

В нижней подсвите КаС₃ с видимой мощностью около 140 м песчаность значительно увеличивается. Однако в нижней части этой подсвиты КаС_{2с} вновь отмечаются пропластки тонкозернистых песков и уплотненных песчаников, а в верхней части КаС_{2а} (видимая мощность около 45 м) — частые пропластки тонко- и мелкозернистых песков, большей частью заиленных. Средняя часть (подсвита КаС_{2б}) с видимой мощностью около 50 м и кажущимся сопротивлением 4—8 ом выражена мощной пачкой глин с небольшими пропластками заиленных тонкозернистых песков.

Свиту КаС₃ подстилает пачка глин мощностью около 30 м, условно отнесенная к горизонту КаС_{3с}. В этой пачке встречаются прослой тонкозернистых песков, переходящих в нижней части подсвиты в уплотненные песчаники.

Рассматривая многочисленные анализы образцов пород и грунтовых разрезов, составленных С. Т. Овнатановым и другими геологами, можно вывести следующее.

1. Подсвита КаС₁ на площади Гоусаны выражена чередующимися прослоями мелко- и тонкозернистых песков, песчаников и темно-серых уплотненных глин.

2. Подсвиту KaC_2 составляют мелкозернистые и мелкотонкозернистые пески с редкими прослоями темно-серых, сильно уплотненных и сильно песчанистых глин. В нижней части подсвиты встречаются прослои песчаников.

3. Подсвита KaC_3 в целом сложена очень плотными темно-серыми глинами с прослоями тонкозернистого и мелкотонкозернистого песка, с небольшими редкими прослоями уплотненных песчаников.

Со стратиграфической глубиной коллекторские свойства и каротажная характеристика KaC улучшаются, но только лишь до горизонта *a* подсвиты KaC_3 .

Общая песчанистость KaC доходит до 40%, а песчанистость подсвиты KaC_2 в пределах зоны нефтенасыщения доходит до 74%. По каротажным диаграммам KaC встречаются отдельные пики мощностью до 50—75 *о.м.м.*

Однако литологический состав KaC весьма непостоянен и изменяется в широких пределах.

Гранулометрический состав песков также изменяется в широких пределах (табл. 1).

Таблица 1

Фракция, <i>м.м.</i>	Средние значения колебаний, % по свитам		
	KaC_1	KaC_2	KaC_3
$\geq 0,25$	3,0	1,8	3,4
0,25—0,1	36,5	24,5	20,3
0,1—0,01	38,0	44,8	44,5
$< 0,01$	22,0	28,9	31,8

Средние значения пористости пород KaC по площади Гоусаны и средние коэффициенты полной пористости представлены в табл. 2.

Таблица 2

Свита	Пределы колебаний полной пористости, %	Средние значения коэффициента полной пористости, %
KaC_1	7,22—21,73	13,97
KaC_2	12,30—30,07	19,90
KaC_3	9,50—12,10	11,36

Площадь Карадаг (Западный Апшерон)

Карадаг известен своей многопластовой нефтегазонасыщенностью еще с довоенного периода. Не останавливаясь на истории разведки и разработки верхних горизонтов, отметим здесь наибо-

лее продуктивные свиту «перерыва» (горизонты VII—VIIa) и горизонт VIII, по которым были получены мощные фонтаны газа, газоконденсата и нефти.

Свита «седьмых» горизонтов представлена песками и песчаниками с небольшими прослоями глин. Свита подразделяется на три участка. В направлении погружения пластов мощность их и песчанистость увеличиваются. Мощность свиты в направлении погружения пластов возрастает с 80 до 130 *м.*

Впервые свита «перерыва» была вскрыта в январе 1955 г. на глубине 3823—3815 *м* скв. 78 с дебитом около 400—450 тыс. m^3 газа и 70 *т/сутки* конденсата через 9-мм штуцер при буферном давлении 280—290 *ат* и затрубном около 300 *ат*. Последующие скважины с этого же горизонта вступали с дебитом около 300 тыс. m^3 газа и 50 *т/сутки* при повышенных давлениях. Характерно, что при совместной разработке горизонтов VII и VIIa дебиты по газу возросли до 500 тыс. m^3 и конденсата до 80 *т/сутки* (скв. 115).

Одной из мощных на этой площади оказалась скв. 105, которая с глубины 3850—3950 *м* вступила с дебитом газа 850 тыс. m^3 и конденсата 185 *т/сутки*. Всего в газоконденсатной части залежи было пробурено 24 скважины, из них 14 вступили в эксплуатацию с начальным суммарным суточным отбором газа 7,7 млн. m^3 и конденсата 1200 *т.*

Дальнейшими разведочными работами было установлено наличие нефтяной оторочки этой залежи в пределах моря (скв. 204 с начальным дебитом нефти 200 *т/сутки*).

Конденсат, получаемый из этой залежи, по анализам ЦНИПР НПУ Карадагнефть представляет смесь бензина, лигроина и керосина светло-оранжевого цвета, плотность 0,770—0,780 *г/см³*, содержание бензина (до 100° С) 35—65% и высококипящих соответственно 65—35% (в том числе остаток, свыше 300° С — 4—14%). Анализы газа по той же залежи показывают наличие (в %): метана 93,12—95,88; этана 2,01—2,38; пропана 1,12—1,80; бутана 0,50—1,20; пентана 0,20—0,80; гексана и выше 0,25—0,99. Удельный вес газа (по воздуху) 0,5921—0,6350. По мере разработки залежи плотность конденсата в настоящее время снизилась с 0,780 *г/см³* до 0,740 *г/см³*. Изменился фракционный состав конденсата: содержание бензина возросло с 37,3 до 68,4%, высококипящих уменьшилось (более 300° С) с 14 до 1%.

В свите «седьмых» горизонтов А. Г. Дурмишьян [58] выделяет три интервала с различной каротажной характеристикой. Верхняя часть свиты (горизонт VII) отделяется от нижней (горизонт VIIa) глинистой пачкой мощностью около 25 *м*, характеризующейся большими величинами кажущихся удельных сопротивлений.

Возрастание мощности свиты в направлении погружения южного крыла складки связано с появлением в разрезе новых песчаных прослоев, т. е. с увеличением мощности коллекторов. Так, мощность горизонта VII оценивается в 30 *м* у свода и в 60 *м*

в пониженной части структуры; мощность горизонта VIIa соответственно 25—55 м.

Литологически характеристика горизонтов VII и VIIa примерно одинакова. Они представлены песками и песчаниками, переслаиваемыми небольшими пачками глин (без выклинивающихся линз песчаников). Кажущиеся сопротивления пород по горизонту VII 30—35 *омм*, по горизонту VIIa 35—40 *омм*.

В связи с низкими значениями кажущихся удельных сопротивлений подвиту не рассматриваем.

Горизонт VIII свиты НКП представляет большой интерес с точки зрения нефтегазоносности. Представлен он частым переслаиванием песчаных и глинистых пропластков мощностью 5—6 м. Литологически горизонт непостоянен: в направлении юго-восточного погружения пластов песчаность увеличивается. В направлении же с востока на запад, наоборот, ухудшаются коллекторские свойства пластов: высокопродуктивные песчаники с прослоями глин переходят в глины с небольшими прослоями уплотненных песчаников.

Средняя видимая мощность горизонта VII на южном крыле складки составляет 70 м. Эффективная мощность горизонта значительно меняется (35 м на юго-восточном погружении складки, 10 м в западной части площади). В этих пределах (35 и 10 *омм*) изменяется в том же направлении и кажущееся сопротивление.

Разрез КС на южном крыле Карадагской свиты по данным электрокаротажа представлен в основном глинами с небольшими прослоями песчаников и поэтому с точки зрения нефтегазоносности интереса не представляет.

Свита ПК на этой площади вскрыта скважинами (скв. 147, 199, 152) не на полную мощность и пока достаточно не изучена. Вскрытая часть свиты выражена чередующимися песчано-глинистыми пропластками, кажущиеся сопротивления в среднем составляют 10—15 *омм*, а в отдельных случаях 25 *омм*.

В табл. 3 приводится физическая характеристика коллекторов (по керновым анализам) глубокозалегающих горизонтов площади Карадаг.

Таблица 3

Горизонт	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, мд
	> 0,25	0,25—0,1	0,1—0,01	< 0,01			
VII	12,8	36,9	29,6	20,7	15,9	13,9	56
VIIa	23,4	35,3	19,9	21,4	16,0	13,4	70
VIII	1,2	24,4	51,0	23,4	14,5	12,1	28

Анализ десятилетней разработки свиты «седьмых» горизонтов газоконденсатной залежи Карадага без воздействия (в связи

с низкой приемистостью скважин и отсутствием технических средств воздействия, а также с учетом нужд народного хозяйства Закавказского экономического района) свидетельствует о том, что эта залежь принадлежит к числу крупных с высокой нефтегазоконденсатоотдачей пластов. Другой вывод, который можно сделать из анализа разработки залежи, — это постоянное снижение удельного веса конденсата в процессе эксплуатации скважин, что связано с перемещением газовой шапки в пониженные части структуры.

Этот вывод подкрепляется еще и тем, что содержание конденсата в газе по направлению падения пластов увеличивается (со 150 до 210 г конденсата на 1 м³ газа), а газоконденсатные факторы соответственно уменьшаются.

Пластовые воды свиты горизонтов «седьмых» и VIII минерализованы слабо. Воды «седьмых» горизонтов щелочные, воды горизонта VIII переходные (в восточной части залежи слабощелочные, в западной слабощелочные). Максимальное значение солесности щелочных вод составляет 25° Ве. Со стратиграфической глубиной жесткость вод уменьшается в небольших, а щелочность в значительных (до 10%) размерах. Щелочность вод значительно уменьшается также в направлении с востока на запад. Щелочные воды отличаются повышенным содержанием сульфатов, а жесткие — очень высоким.

В соответствии с классификацией М. Х. Шахназарова, К. В. Покровского, В. Г. Багдасарова, А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Дурмишьяна и др. к группе газоконденсатных относятся залежи, из которых на 1 м³ извлекаемого газа получают также в свободном виде более 100 г конденсата. К группе газоконденсатно-нефтяных относятся залежи, слагающиеся в отношении 1/3 (размеры нефтяной оторочки к размерам газоконденсатной части залежи).

Карадагское газоконденсатное месторождение, как указывалось, относится к разряду высокодебитных. Отдельные скважины на этой площади (скв. 70, 78, 105 и др.) вступали с дебитом газа порядка 800—900 тыс. м³ и конденсата 150—180 т/сутки. Устьевые давления доходили до 280—320 ат, что и обуславливало высокие (двух-трехсторонние) отборы газа и конденсата во избежание больших нагрузок на колонну и арматуру.

Запасы газа по свите «седьмых» горизонтов, подсчитанные объемным методом, составили 47 млрд. м³, а методом кривых падения пластового давления 25 млрд. м³.

На 1/VII 1968 г. из свиты «седьмых» горизонтов извлечено 20,7 млрд. м³ газа, и залежь продолжает эксплуатироваться. Остаточные запасы газа оцениваются в 1,4 млрд. м³, всего 22,1 млрд. м³, по горизонту VIII извлечено 4,0 млрд. м³, остаточные запасы 0,425 млрд. м³, всего 4,4 млрд. м³. Общие запасы газа по залежам 26 млрд. м³. Извлечено 91,7% запасов по «седьмым» горизонтам и 90,5% по горизонту VIII.

Площадь Зыря

Геологоразведочные работы на площади Зыря были начаты еще в 1941—1942 гг., но широко были развернуты лишь после оснащения буровых предприятий мощным оборудованием в 1954 г. Залежь нефти КаС на этой площади была открыта скв. 7, которая с интервала 4669—4651 м (КаС₂) при глубине забоя 4812 м в декабре 1955 г. вступила с дебитом 80—90 т нефти и 450 тыс. м³/сутки газа. Вторая на этой площади скв. 8 в августе 1958 г. открыла мощную газоконденсатную залежь в свите ПК. Дебит скв. 8 при двустороннем отборе (в трубы — через ступенчатые 13—15—17-мм штуцеры при буферном давлении 240 ат и через затрубное пространство — по 15-мм штуцеру при давлении 265 ат) составлял: конденсата 180 т/сутки и газа 600 тыс. м³/сутки. Наличие высокодебитной залежи в свите ПК на площади Зыря было подтверждено еще шестью скважинами, вступившими в 1958—1962 гг. на этой площади с повышенными дебитами газа и конденсата при повышенных давлениях. В одной из скважин (скв. 23), расположенной на далекой юго-восточной периклинали, из верхов свиты ПК были получены нефть (около 100 т/сутки фонтанным способом) и газ (около 40—50 тыс. м³/сутки). По данным геологических разрезов пробуренных скважин мощность свиты НКГ на месторождении Зыря составляет 100—110 м, свиты НКП 40—50 м, свиты КС 250—260 м и свиты ПК 120—140 м. Свита ПК представлена мощной пачкой средне- и крупнозернистых песков и песчаников с небольшими глинистыми пропластками. Содержание песков в пачке 70% и глин 30%. Проницаемость по фактическим исследовательским промысловым данным оценивается в 280—300 мд, пористость 19%.

Свита ПК выражена крупно- и среднезернистыми песками, песчаниками и небольшими прослоями глин. По керновым данным содержание песков в разрезе в среднем 70%, глин 30%, проницаемость коллекторов определена в 280 мд, пористость 18—19%, карбонатность 15,9%. Вся свита ПК была условно разделена на верхи ПК (скважины вступали с высокими дебитами: газа 400—700 тыс. м³ и конденсата 100—170 т/сутки) и на низы ПК (дебиты скважин по газу 100—120 тыс. м³, по конденсату 30—35 т/сутки и по воде 300—400 м/сутки).

Таким образом, характеристика продуктивности скважин по горизонту ПК весьма неоднородна. В центральной части структуры (ближе к своду) скважины вступали с более высокими дебитами: по газу 300—700 тыс. м³ и по конденсату 120—190 т/сутки.

По данным скв. 23 было установлено, что залежь имеет также и нефтяную оторочку площадью около 100 га.

Кроме скв. 7, нефтегазоконденсатная КаС на площади Зыря была подтверждена рядом других сверхглубоких скважин, пробуренных на этой площади. При этом скв. 18 (объект КаС₂) вступила в эксплуатацию с глубины 4726—4732 м с дебитом нефти

70 т/сутки, воды 30 т/сутки и газа около 300 тыс. м³/сутки при давлениях $p_{буф}=180$ ат, $p_{раб}=200$ ат и диаметре штуцера 13 мм.

По данным геологических разрезов пробуренных на площади Зыря скважин мощность КаС оценивается в 250—300 м, а полная ожидаемая мощность КаС составляет 600—700 м. Дело в том, что низы КаС из-за аномально высоких давлений до сих пор не вскрыты и не освещены каротажем, а скв. 49 и 21, вскрывшие низы КаС, были потеряны в процессе бурения и освоения. Мощность вскрытых горизонтов (подсвит) КаС на площади Зыря составляет: КаС₁ — 90, КаС₂ — 80, КаС₃ — около 100 м. В низах КаС ожидается наличие еще двух-трех горизонтов (подсвит).

КаС на площади Зыря выражена чередующимися песчано-глинистыми пачками. Мощность песчаных пачек составляет 8—10 м, глинистых — 5—6 м. Содержание песков в пачке 60—70%, глин — 30—40%. Пески в основном мелкозернистой фракции. Проницаемость по промысловым данным составляет 150—200 мд, пористость 16—18%, карбонатность 13—14%.

Кроме КаС и свиты ПК на площади Зыря в процессе возврата отдельных скважин на вышележащие горизонты подтверждена нефтегазоносность также и КС.

По промысловым исследовательским данным начальное пластовое давление составляет по свите ПК 450—460 ат, по КаС 460—470 ат; пластовая температура по данным глубинных измерений равна 80—90° С.

И по свите ПК, и по КаС установлено наличие нефтяной оторочки. По данным анализов плотность конденсата по скважинам свиты ПК площади Зыря колеблется в пределах 0,773—0,795—0,799 г/см³; плотность нефти 0,861—0,868 г/см³.

По КаС плотность для конденсата и нефти соответственно составляет: 0,774—0,781—0,794; 0,825—0,850 г/см³. КС этой площади имеет: мощность порядка 300—400 м, проницаемость коллекторов (средняя) 143 мд, пористость порядка 15—16%, карбонатность (средняя) 14,46%. Скв. 32, 27, 44, 46 и другие на площади вступали с дебитом 250—400 тыс. м³ газа и 50—150 т/сутки конденсата. Начальные пластовые давления определялись величинами 430—440 ат. Песчаные пропластки по электрокаротажу на площади Зыря представлены высокими значениями кажущихся сопротивлений: по свите ПК в среднем 30—35, КаС 20—30, КС 10—20 ом.м.

Площадь Песчаный-море

Месторождение открыто в апреле 1950 г. скв. 5, при освоении которой с КаС получено около 60 т конденсата и 450—500 тыс. м³ газа.

В разрезе продуктивной толщи этого месторождения промышленная нефтегазоносность выявлена в десяти горизонтах (КаС,

ПК, НКП, свита «перерыва», X, IX, VIII, VII, VI, V), составляющих 17 эксплуатационных объектов.

В табл. 4 приводятся средние данные гранулометрического состава пород по эксплуатационным горизонтам месторождения Песчаный-море.

Таблица 4

Горизонт	Гранулометрический состав, %			
	>0,25	0,25—0,1 мм	0,1—0,01	<0,001
V	—	28	53	19
VI	2	40	45	13
VII	6	38	41	15
VIII	3	35	49	13
IX	2	35	48	15
X	8	42	39	11
Свита „перерыва“	27	40	23	10
НКП	43	43	43	14
ПК	6	33	51	10
КаС	3	54	34	9

Высокими устьевыми давлениями и большими отборами нефти и газа отмечены в начальный период эксплуатации скважины почти всех горизонтов продуктивной толщи (скв. 5, 11 (КаС), 89, 330 (ПК), 338 (НКП), 209, 299 (X), 113, 162 (IX), 297 (VIII), 252 (VII) и др.

При разработке месторождения Песчаный-море эксплуатационные горизонты были разбиты следующим образом.

Свита ПК на два объекта: ПКв (мощность 78 м) и ПКн (мощность 65 м). Средняя карбонатность пород в свите ПК составляет 14,4%, причем карбонатность в ПКн вдвое больше, чем в ПКв. Среднее содержание песчаной фракции в низах свиты ПК увеличивается до 46,2%, а в отдельных случаях достигает значений 67—70%. Глинистая фракция составляет порядка 5—10%.

Средняя пористость по ПКн — 16,6% и по ПКв — 18%, проницаемость составляет соответственно 57 и 87 мд.

Свита НКП имеет мощность 50—70 м и на объекты эксплуатации не подразделяется. Эффективная мощность свиты в нефтенасыщенной части равна 22 м, в газонасыщенной части — 35 м, пористость — 19,7%, проницаемость — 296 мд.

Свита «перерыва» мощностью 100—130 м на отдельные эксплуатационные объекты не подразделяется и эксплуатируется одной сеткой скважин; имеет хорошие коллекторские свойства; средняя пористость по горизонту 19,2%, проницаемость 327 мд, карбонатность 6,9%, содержание глини 8%.

Горизонт X делится на два подгоризонта: Xн и Xв мощностью соответственно 56 и 49 м.

Средняя карбонатность в целом по горизонту составляет 9,9%. Пористость и проницаемость подгоризонта Xв составляют 20,4%, 210 мд соответственно, т. е. несколько больше, чем подгоризонта Xн (18,8%, 124 мд). Это объясняется тем, что коллекторы подгоризонта Xв выражены более крупнозернистыми песками и менее карбонатны, чем пески Xн подгоризонта.

Горизонт IX делится на три подгоризонта: IXв, IXс и IXн с мощностью соответственно 49, 45 и 51. Пески горизонта IXс имеют проницаемость в среднем 355 мд, пористость 23,5%. Это наиболее песчаный подгоризонт.

Залежь горизонта VIII месторождения Песчаный-море расположена в переклиальной части складки, к которой приурочена нефтегазоносность и других горизонтов балаханской свиты. Общая мощность горизонта 130—140 м, из них пески и песчаники — 80—90 м (60—70%). Горизонт VIII подразделен на два подгоризонта: VIIIн и VIIIв.

Средняя мощность подгоризонтов VIIIн и VIIIв соответственно равна 20 и 120 м. Эффективная мощность подгоризонта VIIIн и VIIIв составляет 10,5 и 14,5 м соответственно.

Наибольшую проницаемость из рассматриваемых горизонтов имеет горизонт VIII (867 мд), пористость пород по этому горизонту также достаточно высокая (в среднем 22,4%), что свидетельствует о высокой продуктивности горизонта.

Эффективная проницаемость по данным промысловых исследований изменяется от 32 до 227 мд и в среднем составляет 127 мд.

Начальные дебиты скважин колеблются в пределах 20—150 т/сутки нефти и 20—200 тыс. м³ газа. Пластовые давления порядка 220—250 ат.

Горизонт VII общей мощностью 85—110 м разделен на два объекта VIIн и VIIв мощностью соответственно 45—50 м и 45—55 м. Эффективная мощность VIIн составляет 14 м, VIIв — 13 м.

Средняя карбонатность по горизонту составляет 18%. Пористость и проницаемость горизонта VII равны соответственно 18% и 184 мд.

Горизонты V и VI, согласно проекту разработки низов балаханской свиты, оставлены как возвратные объекты.

Площадь Южная

Глубокая разведка структуры Южная начата в 1951 г. заложением в центральной части выявленной сейсморазведкой структуры скв. 1 на глубину 3800 м.

При глубине 3661 м скважина была ликвидирована по техническим причинам. Однако она дала положительный материал для оценки вскрытой части разреза, где положительными каротажными данными характеризуются отложения горизонтов V и VI балаханской свиты и НКП.

В 1961 г. на расстоянии 700 м к северо-западу от скв. 1 была заложена вторая разведочная скв. 2 с проектной глубиной 4400 м. Бурение скважины было прекращено по техническим причинам при забое 3707 м. При опробовании верхней части свиты ПК скважина дала мощный фонтан газа с дебитом около 500 тыс. м³/сутки через 7-мм штуцер при $p_{буф} = 245$ ат.

Всего на площади Южная заложено 20 разведочных скважин, из числа которых только одна скважина проектировалась на свиту НКП, а остальные на полную мощность продуктивной толщи. Однако по техническим причинам пока ни одна скважина не доведена до проектной глубины.

Промышленная газоносность на этой площади установлена в горизонтах V и VI балаханской свиты, свитах НКП, КС и ПК, а скв. 17 и 18 вскрыта нефтяная оторочка в свите НКП. Горизонт V мощностью около 70 м литологически выражен чередованием песчано-глинистых пород с преобладанием песков и песчаников, содержащих 52,8% алевритовой, 23% песчаной и 24,2% глинистой фракций. Карбонатность в среднем составляет 10—11%.

По электрокаротажу выделяется четыре песчаных прослоя, характеризующихся высоким кажущимся удельным сопротивлением. Наибольшее значение кажущихся сопротивлений, достигающее до 27 ом, отмечается в нижней пачке. Кривая ПС в указанных песчаных прослоях характеризуется выраженными отрицательными аномалиями. Отложения горизонта V характеризуются высокой пористостью 22,2% и проницаемостью 255 мд.

Горизонт V опробован скв. 2, расположенной в сводовой части складки, в интервале 2534—2522 м, с которого она вступила в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом 200 тыс. м³ газа и 2 т/сутки конденсата через 9-мм штуцер при буферном давлении 152 ат.

Горизонт VI мощностью около 165 м литологически представлен чередованием песков, песчаников и глин, причем процент песков в разрезе значительно преобладает.

Содержание алевритовой фракции составляет 60,5%, песчаной — 19,4% и глинистой — 20,1%. Карбонатность отложений не превышает 9%. Горизонт VI отличается относительно высокой пористостью 22,5% и проницаемостью порядка 300 мд. На каротажной диаграмме коллекторы отмечаются четко дифференцированной кривой ПС и кажущимися сопротивлениями до 15 ом.

Горизонт VI опробован скв. 7, в которой с глубины 2587—2582 м получен фонтанный приток газа и конденсата со средне-суточным дебитом 240—250 тыс. м³ газа и 3 т конденсата через 9-мм штуцер при $p_{буф}$, равном 220 ат.

Свита НКП мощностью более 45 м представлена мелко-, средне- и крупнозернистыми песками и песчаниками с редкими включениями глин. Из общей мощности горизонта 45 м на долю песчаных пород приходится 35 м. Свита в основном состоит из трех

пачек песка мощностью 6—12 м, которые характеризуются высокими значениями кажущихся сопротивлений до 30 ом и хорошо выраженными отрицательными аномалиями кривой ПС.

Пористость свиты НКП высокая и составляет 20—21%. Свита НКП опробована в трех скважинах (скв. 9, 18 и 20). Скв. 9 и 20 при опробовании через 10-мм штуцер дали фонтанные притоки газа с дебитом порядка 300—315 тыс. м³ газа и 40—45 т/сутки конденсата каждая при буферных давлениях 265 и 235 ат соответственно.

Как было указано, при освоении скв. 18 с глубины 3485—3479 м получена нефть с дебитом 65 т и 40 м³ воды, подтвердившей наличие, хотя и незначительной, нефтяной оторочки в свите НКП.

КС на площади Южная отличается своей глинистостью и представлена частым чередованием глин с тонкими прослойками песков. Песчаность увеличивается к низам свиты. Средняя мощность свиты составляет 230 м. КС разделяется на две части: КС-1 и КС-2. Верхняя часть (КС-1) мощностью 180 м выражена монотонной кривой кажущихся сопротивлений до 5 ом. Нижняя часть (КС-2) мощностью около 50 м на каротажной диаграмме отмечается кажущимся сопротивлением, достигающим значений до 20 ом. Содержание карбонатов колеблется от 10 до 22% и в среднем составляет 12,4%. Пористость и проницаемость равны соответственно 17% и 190 мд.

КС опробована в разведочной скв. 3 на глубине 3698—3688 м, откуда через 7-мм штуцер при давлении на буфере, равном 130 ат, получен фонтан газа с дебитом 80 тыс. м³ и 6 т/сутки конденсата.

Свита ПК выражена мелко- и среднезернистыми песками с редкими прослоями глин. Песчаники в основном приурочены к средней части свиты.

Общая мощность свиты ПК около 110 м. На каротажной диаграмме породы свиты ПК по сравнению с породами других горизонтов характеризуются высокими значениями кажущихся сопротивлений, достигающими до 80 ом. Кривая ПС четко дифференцирована, отрицательные аномалии приурочены к пескам хорошей проницаемости. Содержание песчаной фракции в ПК свите составляет в среднем 48,5%, алевритовой — 41,3% и глинистой — 10,2%. Карбонатность отложений небольшая и составляет 8,3%. Пористость изменяется в пределах 15,4—24% и в среднем равна 20,1%. В свите ПК развиты хорошо проницаемые коллекторы. Проницаемость свиты ПК значительная и в среднем равна примерно 400 мд.

Гранулометрический состав песков песчаников свиты ПК следующий (в %): > 0,25 мм — 1,0; 0,25—1,0 мм — 57,3; 0,1—0,01 мм — 30,8; < 0,01—10,9.

Из свиты ПК газ получен в трех скважинах (скв. 2, 6 и 16). Скв. 2 и 6 при опробовании свиты ПК через 7-мм штуцер дали фонтан газа с дебитом 450—500 тыс. м³ и 45—50 т конденсата в сутки при буферных давлениях 240—245 ат. При опробовании

скв. 16, расположенной в северо-западной части месторождения, из свиты ПК получен самый мощный на этой площади фонтан газа и конденсата. При буферном давлении 239 ат скважина дала более 1 млн. м³ газа и 100—110 т/сутки конденсата.

КаС во вскрытой части разреза представлена высокими кажущимися сопротивлениями до 50 ом и четко дифференцированной линией ПС.

В процессе опробования скв. 23 в интервале глубин 3940—3930 м с горизонта КаС₃ получен мощный фонтан газа с водой и пленкой нефти.

Основным компонентом природного газа, добываемого на площади Южная, является метан, содержание которого колеблется в пределах от 93,8 до 96,7% и составляет в среднем по площади 95%.

Наряду с метаном в состав газа входят и более тяжелые углеводороды. Кроме того, в составе газа свиты НКП в незначительном количестве находится свободный азот.

Добываемый из горизонтов свит ПК и НКП конденсат характеризуется большим содержанием бензина (до 58—60%); содержание лигроина и керосина соответственно доходит до 16 и 22%.

Воды, полученные почти во всех скважинах площади Южная, по химическому составу относятся к гидрокарбонатнонатриевому типу.

Пластовые воды, сопутствующие газу и конденсату, характеризуются исключительно низкой величиной минерализации, делающей эти воды почти пресными (5,0—18,4 мг-экв/л).

Дебит воды, сопутствующей газу и конденсату, невелик и составляет 0,5—4 м³/сутки.

Текущее состояние скважин площади Южная приведено в табл. 5.

Таблица 5

№ скважины	Горизонт	d _{шт.} , м.к	Давление, ат			Дебит	
			P _{буф}	P _к	P _{затр}	газа, тыс. м ³ /сутки	конденсата, т
2	V	11—14—18	149	150	172	270	4
3	КС-2	7—10—13	109	111	120	65	5
5	V	8—12—15	183	186	190	146	3
6	ПК-2	13—16—18	217	217	206	400	43
7	VI	11—15—18	174	183	186	300	3
9	НКП	12—16—18	204	—	224	270	50
16	ПК-1	11—14—17	227	237	187	166	97
17	НКП	6,5—8—12	192	202	212	95	15*
18	НКП	10	153	190	170	142	36*
20	НКП	12—13—18	179	184	194	320	55*
23	ПК-2	11	155	175	150	230	—

* Эти скважины фонтанируют газом и нефтью.

Учитывая многопластовый характер газоконденсатного месторождения Банка Южная, разведочные и опробовательные работы на нем будут продолжены. Так, разведочная скв. 1 на этой площади, ликвидированная по техническим причинам, вскрыла в разрезе продуктивной толщи ряд горизонтов (начиная с горизонта V) балаханской свиты до свиты НКП включительно, выраженных высокими значениями кажущихся сопротивлений. Последующие скважины на этой площади подтвердили многопластовый характер залежи и, в частности, нефтегазоносность свиты ПК (скв. 2 и 6), КС (скв. 3) и горизонта VI балаханской свиты (скв. 7).

По мнению многих геологов Азербайджана, газоконденсатная залежь Банка Южная будет иметь нефтяную оторочку, которая по отдельным горизонтам, возможно, будет представлять большой практический интерес как объект самостоятельной разработки.

Площадь Сангачалы—Дуваный-море

Промышленная нефтеносность площади Дуваный-море, первого крупного нефтегазового месторождения в Бакинском архипелаге, была установлена 5/V 1965 г. при освоении скв. 24, вступившей в эксплуатацию фонтанным способом с глубины 2821—2815 м.

Начальный дебит скважины по 7-мм штуцеру составил более 200 т/сутки нефти при $p_{буф}=168$ ат, $p_k=95$ ат и $p_{затр}=168$ ат.

Первой скважиной, показавшей богатое нефтенасыщение площади Сангачалы-море, явилась скв. 16, вскрывшая 12/VI 1965 г. горизонт VII на глубине 4186 м. Скважина была опробована в интервале 4157—4151 м и вступила в эксплуатацию с дебитом нефти по 7-мм штуцеру примерно 30 т/сутки. Однако из-за ненормальной работы скважины, в результате которой за короткое время дебит снизился до 5 т/сутки, в скважине произвели дострел средней части, а затем в верхней части разреза горизонта VII. Скважина вступила в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом нефти 150 т/сутки при давлениях $p_{буф}=62$ ат, $p_{затр}=183$ ат по 10-мм штуцеру.

В разрезе продуктивной толщи выделяются песчаные нефтегазоносные объекты горизонтов V, VII, свит НКП и ПК. Разрез горизонта VII соответствует среднему отделу, а горизонта V — низам балаханской свиты (горизонту VIII балаханской свиты по Апшерону).

Верхняя часть разреза продуктивной толщи до горизонта V в отношении нефтегазоносности практического интереса не представляет.

Глубина залегания залежи горизонта VII значительная: на площади Сангачалы-море 3700—4700 м; на площади Дуваный-море 2800—4200 м.

Чистый газ получен в скв. 37 и 23 площади Сангачалы-море, которые дали мощные фонтаны газа с дебитами 500 тыс. и

300 тыс. $m^3/сутки$ соответственно. Эти скважины закрыты как дегазирующие нефтяную залежь. Мощность горизонта как общая, так и эффективная возрастает в юго-восточном направлении и на погружении соответственно с 60—65 до 125—135 м и от 22—23 до 40—42 м.

На основании сопоставления и изучения каротажных диаграмм пробуренных скважин горизонт VIII месторождений Дуванный-море и Сангачалы-море по аналогии с горизонтом VII Карадага подразделяется на три объекта, разделяющихся глинистыми пропластками.

Первый объект мощностью 30—35 м характеризуется песчаниками с чередованием глин. Песчаность и проницаемость этого объекта к низам увеличивается, кажущееся сопротивление колеблется от 10 до 35 *омм*.

Второй объект мощностью 30—50 м отличается от первого объекта повышенной глинистостью, кажущееся сопротивление изменяется в пределах 15—25 *омм*.

Третий объект мощностью 20—30 м представляет пачку песков с четко выраженными кривыми ПК и КС, кажущееся сопротивление колеблется в пределах 20—25 *омм*.

Коллекторами нефти и газа являются пески, песчаники и алевролиты. Коллекторские свойства улучшаются от свода к крыльям и с северо-запада на юго-восток, при этом пористость пород изменяется в пределах 10—24%, проницаемость — 5—540 *мд*. Лучшими коллекторскими свойствами отличается нижняя пачка, из которой эксплуатируется большинство пробуренных скважин.

На I/VI 1967 г. в опытной эксплуатации находится 48 скважин, из них 22 на площади Дуванный-море и 26 — Сангачалы-море.

В ходе опытной эксплуатации установлено, что залежь нефти горизонта VII является высокодебитной с большими избыточными давлениями на буфере скважин. Начальное пластовое давление, приведенное в ВНК, превышает гидростатическое на 65—70 *ат*. Давление насыщения нефти газом по предварительному определению изменяется в зависимости от положения скважин на структуре и уменьшается от свода к крыльевой части от 320—350 до 230—260 *ат*.

Скважины работают чистой нефтью при подвеске первого ряда комбинированных 102- и 63-мм труб до верхних дыр фильтра второго ряда до глубины 1500 м, без выноса механических примесей, с дебитами 50—280 *т/сутки* при создаваемых депрессиях на забое 60—200 *ат*.

Нефти горизонта VII имеют плотность в пределах 0,871—0,895 $г/см^3$, в их составе отмечается значительное содержание парафина — от 6 до 12%, выход светлых нефтепродуктов при перегонке до 300° С — 30—33%.

Эксплуатация этой залежи в существенной степени осложняется отложениями парафина в подъемных трубах и выкидных

линиях скважин, очистка которых производится в подъемных трубах механическими путями, в выкидных линиях химическими растворителями.

Перспектива упомянутых месторождений не исчерпывается одним только горизонтом VII. Имеются данные о нефтегазоносности и нижней части продуктивной толщи.

В ряде пробуренных скв. 17, 29, 44 горизонт VIII представлен песчано-глинистой пачкой. Эти пачки на каротажной диаграмме характеризуются повышенными кажущимися сопротивлениями, достигающими 30 *омм*, а поднятые грунты дают в бензине светло-коричневую вытяжку.

Скв. 17 вскрыла свиту ПК, характеризующуюся также повышенным сопротивлением.

Разбуривание месторождений Сангачалы-море и Дуванный-море требует значительных капиталовложений, разработка же месторождения путем возврата снизу вверх значительно удлинит сроки разработки, что в морских условиях неприемлемо, поэтому целесообразно наряду с осуществлением того или иного способа воздействия на залежь применение совместно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. В условиях Азербайджана метод совместно-раздельной эксплуатации испытан лишь до глубины 2600 м. При глубинах 4000 м и более, с которыми мы имеем дело на месторождениях Сангачалы-море и Дуванный-море, этот метод еще не испытывался и требует детальной разработки.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПЛОЩАДИ СЕВЕРНОГО КAVKAZA

На Северном Кавказе в районе Терско-Сунженской нефтегазозной зоны за последние годы особое значение приобрели верхнемеловые отложения, разрез которых представлен карбонатной фацией.

В этой зоне в результате поисково-разведочных работ в верхнем мелу в 1956 г. открыто богатое Карабулак-Ачалукское месторождение нефти и газа. В дальнейшем нефтегазоносность верхнемеловых отложений в пределах этого обширного района была подтверждена открытием таких месторождений, как Заманкул, Хаян-Корт, Малгобек и Али-Юрт.

Представляет большой научный и технико-экономический интерес получение нефти из верхнемеловых отложений на площадях Брагуны и Октябрьская (ЧИАССР).

Так, на Брагунской площади скв. 34, вскрыв верхнемеловые карбонатные отложения и войдя в них всего на 15 м, дала фонтан с дебитом 1500 *т/сутки* нефти. Скв. 206 (НПУ Октябрьскнефть) с верхнемеловых отложений вступила в эксплуатацию с дебитом 500 *т/сутки* нефти.

В терригенных отложениях нижнего мела и средней юры открыты нефтяные и газовые месторождения в Ставропольском крае (Безводненское и Урожайное) и в Дагестанской АССР (Солнечное).

Площадь Карабулак-Ачалуки

Впервые промышленная нефть из верхнемеловых отложений была получена при опробовании скв. 16К в феврале 1956 г. Дебит нефти через 15-мм штуцер составил более 150 т/сутки.

Средний коэффициент проницаемости известняков составляет 0,07 мд, а в районе скв. 45—0,03 мд.

В дальнейшем на этой площади скважины вступали с дебитом 200—250 т/сутки (после соляно-кислотных обработок).

Скопления нефти приурочены к мощной толще трещиноватых известняков верхнемелового возраста.

Мощность всей толщи пород верхнемелового возраста в пределах Ачалуцкой площади закономерно уменьшается с юга на север и относительно постоянно в районе Карабулака. Проницаемость продуктивных отложений уменьшается к переклинальным и крыльевым частям складки и различна для отдельных интервалов разреза.

Общая мощность продуктивных отложений составляет в среднем 284 м, этаж нефтеносности порядка 1000—1050 м. Коллектором и проводником нефти к скважинам является сеть мягких трещин.

Литологически верхнемеловые отложения Карабулак-Ачалуцкого месторождения по данным многочисленных кернов представлены чередованием белых, серых и светло-серых известняков и тонких прослоев глин с некоторым колебанием карбонатности по разрезу. Карбонатность изменяется в пределах 80—100%.

По каротажным данным разрез верхнего мела подразделяется на шесть объектов — пачек известняка, которые прослеживаются почти по всем пробуренным скважинам и отличаются различными коллекторскими свойствами. По данным микропалеонтологических исследований, полученных после обработки кернов, разрез расчленяется на следующие ярусы: датский — мощность в среднем 28—35 м, маастрихтский — 170—180 м, кампанский — 55 м, сантонский — 55 м и сеноманский — 10—15 м.

В разрезах почти всех скважин наиболее четким репером является пачка V, выделяющаяся на кривой ГК повышенным значением радиоактивности.

Кажущееся удельное сопротивление известняков пачки I, которая по данным нефтепромысловой геофизики соответствует датскому ярусу, варьирует в пределах 10—25 ом·м; пачек II, III и IV, соответствующих маастрихтскому ярусу, — соответственно 10—70, 15—50 и 75—100 ом·м, пачки V и верхней части пачки VI, соответствующих кампанскому ярусу, — 8—70 ом·м; в нижней части

VI пачки, соответствующей сантонскому ярусу, — 20—100 ом·м.

Породы турон-коньякского возраста в разрезе верхнемеловых отложений Карабулак-Ачалуцкой площади отсутствуют.

Общая эффективная мощность пласта 107 м, пористость известняков составляет 5%.

Начальное пластовое давление, приведенное к изогипсе 2000 м, составляет примерно 350 ат, давление насыщения 275 ат, газовый фактор 380 м³/т, режим упруговодонапорный.

Нефть месторождения Карабулак-Ачалуки метанового ряда с незначительным содержанием серы (до 0,19%), высокопарафинистая (до 8%), плотность 0,819 г/см³. Выход легких фракций до 300°С составляет 75,5%, содержание метана 72%, тяжелых углеводородов 28%. В связи с преобладанием в бензиновых фракциях парафинистых углеводородов бензины характеризуются низкими октановыми числами.

Воды месторождения хлоркальциевые с минерализацией 2300 мг-экв/л.

Площадь Хаян-Корт

Впервые нефтеносность верхнемеловых отложений на площади Хаян-Корт подтверждена в 1959 г. результатами опробования скв. 5, вскрывшей верхнемеловые породы на глубине 3577—3646 м.

После длительного освоения скважина с интервала 3585—3646 м дала фонтанный приток нефти с дебитом порядка 10 т/сутки через 10-мм штуцер. Следующая пробуренная скважина (скв. 3) вступила в эксплуатацию с дебитом нефти около 30 т/сутки через 4-мм штуцер. Вступившие в последующем в эксплуатацию скважины на этой площади характеризуются большими дебитами нефти, достигающими 350 т/сутки, и повышенными устьевыми давлениями.

Залежь нефти приурочена к известнякам верхнемеловых отложений. Средняя пористость и проницаемость коллекторов по данным лабораторных исследований составляют соответственно 2,5% и 0—0,4 мд.

Мощность известняков в пределах площади Хаян-Корт составляет 300 м, а этаж нефтеносности, в отличие от Карабулак-Ачалуцкого месторождения, незначителен и не превышает 550 м.

Разрез верхнемеловых отложений в пределах площади Хаян-Корт представлен в основном светло-серыми известняками с тонкими прослоями мергелей, количество которых постепенно увеличивается в нижней части разреза. Средняя пористость 6% (от 2,2 до 12,1%). Карбонатность пород варьирует в пределах 85—100%, проницаемость от 0 до 0,4 мд.

Верхняя часть разреза верхнемеловых отложений (3404—3437 м) выражена здесь относительно небольшими, но резко дифференцированными значениями кажущегося удельного сопротивления.

По аналогии с Карабулак-Ачалукским месторождением в разрезе верхнемеловых отложений площади Хаян-Корт выделяются шесть пачек (I—VI), при этом пачки V и VI подразделяются на пачки V₁, V₂ и VI₁, VI₂. Соотношение пачек и стратиграфических подразделений такое же, как и в разрезе Карабулак-Ачалукского месторождения, то есть пачка I соответствует датскому ярусу II, III и IV — маастрихтскому ярусу, V и верхняя часть пачки VI — кампаненскому и нижняя часть пачки VI — сеноманскому.

Начальное пластовое давление, приведенное к отметке —3200 м, равнялось 545 ат. В период пробной эксплуатации скважин (за три с половиной года) оно снизилось на 102 ат.

Давление насыщения 300 ат, начальный газовый фактор 450 м³/т. Первоначальный режим залежи упруговодонапорный.

Хаянкорская верхнемеловая нефть бессернистая, парафинового ряда. Содержание парафина достигает 6 %. Выход легких фракций до 300°С — 68 %. Метана в газе примерно 70 %, тяжелых углеводородов 25 %.

Воды хлоркальциевого типа с минерализацией до 2000 мг-экв/л.

Площадь Малгобек—Вознесенск—Алиюртовская

Первые скважины на этой площади (скв. 100, 750) здесь вступали фонтанным способом с дебитом 200 и 300 т/сутки через штуцеры диаметром соответственно 6 и 7 мм. В скв. 279 был получен открытый фонтан (свободный дебит 3000 т/сутки). Эта скважина продолжает фонтанировать по сей день устойчивым дебитом 2000 т/сутки нефти, а скв. 810 — с дебитом около 4000 т/сутки нефти.

Нефтяная залежь здесь приурочена ко всей толще верхнего мела. Проницаемость образцов пачек II, III, IV, VI составляет всего 0,5 мд, в то время как по ряду образцов из верхней части пачки V она определена в 16 мд. На основании промысловых исследований установлена хорошая гидродинамическая связь между верхними пачками II, III и IV и нижней пачкой VI. Пачки IV и VI разделены мощной пачкой глинистых известняков (пачка V).

А. Д. Везирова [48] считает, что глинистые разности известняков, как правило, отличаются повышенной трещиноватостью и весь разрез верхнего мела представляет единый мощный резервуар, равномерно насыщенный нефтью. Глубина залегания кровли верхнемеловых отложений установлена в интервалах 2625—3415 м, высота залежи 580 м.

Пластовое давление выше гидростатического в 1,4—1,7 раза; начальное пластовое давление, отнесенное к отметке —2300 м, определено в 475 ат.

Средняя пористость известняков оценивается в 4,8 % при средних значениях пористости 2,5—8,8 %.

О ПЕРСПЕКТИВЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ И КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

В работах [10, 59, 93] указывается, что на территории Азербайджанской ССР широко распространены мезозойские (юрские и меловые) и третичные отложения, которые представлены в терригенной и терригенно-карбонатной фациях, благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

С песчаными и алевритовыми коллекторами верхнемелового комплекса связана нефтегазоносность областей: Прикаспийско-Кубинской (палеоген, средний миоцен), Апшеронской (миоцен, средний плиоцен), Прикуринской (средний и верхний плиоцен), Шемахино-Кобыстанский (миоцен, средний плиоцен), Кировабадской (палеоген, нижний и средний миоцен).

В западном и юго-западном Апшероне и в Южном Кобыстане с точки зрения нефтегазоносности представляет интерес миоценовый комплекс отложений (верхний майкоп, тортон, сармат, мэотис). Учитывая заметное увеличение песчаности миоцена в южном и юго-восточном направлениях, разведочные работы следует развернуть на антиклинальных поднятиях Джейранкечменской депрессии, в Алятской гряде, на структурах Бакинского архипелага, а также в глубоко погруженных складках Кировабадской и Аджинаурской областей, а также в междуречье Куры и Иоры.

Продуктивная толща (средний плиоцен) рекомендуется к разведке в пределах структур Бакинского и Апшеронского архипелагов, юго-восточного Кобыстана, Нижне-Куринской депрессии и Аджинаурской области. Особое внимание заслуживают морские структуры Шахово-море, Банка Макарова и другие в Апшеронском архипелаге. В юго-восточном Кобыстане (Кянизадаг, Дашгиль, Котур-даг) интерес представляют поиски нефти и газа в горизонтах VII и VIII ПТ и на юго-западном Апшероне (Карадаг, Лок-Батан, Кушхана) — свиты КС и ПҚ продуктивной толщи.

При этом как наиболее благоприятный объект для поисков промышленных ресурсов нефти и газа рекомендуется верхнемеловая карбонатная толща турон-коньякского и кампан-маастрихтского возраста — на погруженных структурах Дивичи-Кусарчай мульды, Центрального и Южного Кобыстана и Северной полосы Апшеронской нефтегазоносной области. В предгорьях Малого Кавказа (северо-восточная часть) благоприятным объектом для поисков нефти и газа признана песчано-карбонатная толща кимеридж-титонского возраста (мощностью примерно 500 м) — на отдельных участках юго-восточного погружения мезозойской складчатости и карбонатная толща в верхнемеловых отложениях (мощностью более 1000 м) — вдоль дальнего северо-восточного крыла мегантиклинория Малого Кавказа.

Залежи нефти и газа в карбонатных коллекторах верхнего мела могут быть обнаружены также на погруженных структурах

Кировабадской области (правобережье р. Куры от границы с Грузинской ССР и до р. Аракс).

Перспективы нефтегазоносности площадей Нахичеванской АССР и Джалилабадской области также связаны с мезозойскими отложениями (верхнемеловыми породами).

В Прикаспийско-Кубинской, Кировабадской областях, в погруженной части Джалилабадской области и в междуречье Куры и Иоры нефтегазоносность связана с палеогеновыми отложениями (палеоцен, эоцен, нижний майкоп).

В Нижне-Куринской депрессии (Нефтечала, Кюровдаг, Мишовдаг, Карабаглы, Калмас, Кюрсангя) дальнейшие поиски крупных залежей нефти и газа должны быть приурочены к разведке нижней части ПТ. С продуктивной толщей, очевидно, связаны и перспективы нефтегазоносности Аджиноурской области.

Учитывая большой научный и практический интерес мезозойских отложений с точки зрения поисков крупных залежей нефти и газа (по подобию со всемирно известными в странах Ближнего и Среднего Востока, а также на Северном Кавказе, в Тюмени и Мангышлаке), за последние годы в Азербайджане был увеличен объем работ по разведке этих отложений. За 21 год, с 1948 г. по 1968 г., из 6 600 600 м разведочного бурения на разведку мезозоя пришлось 314 000 м (табл. 6).

В последующие годы объем бурения на разведку мезозоя (по мере оснащения буровых предприятий более мощным оборудованием и высокопрочными бурильными и обсадными трубами) будет увеличиваться.

Таблица 6

Год	Общий объем разведочного бурения, м	Пробурено на мезозой, м	Проходка на мезозой в общей разведочной проходке, %
1948	336 600	400	0,11
1949	398 600	600	0,15
1950	420 600	13 600	3,2
1951	404 300	17 900	4,4
1952	398 600	10 900	2,7
1953	410 800	12 100	2,9
1954	222 300	13 100	5,9
1955	163 500	5 800	3,5
1956	204 200	600	0,3
1957	239 500	2 800	1,17
1958	290 900	7 000	2,4
1959	322 200	11 500	3,56
1960	332 400	12 100	3,7
1961	318 200	11 500	3,6
1962	338 900	26 600	7,9
1963	273 100	24 400	8,9
1964	310 700	28 500	9,1
1965	331 400	29 300	8,9
1966	298 200	28 200	9,8
1967	286 700	28 300	9,9

Глава II

ОБОРУДОВАНИЕ ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН

НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В зависимости от ожидаемых давлений и дебитов скважин (отборов жидкости и газа) избирается и способ освоения и эксплуатации скважин, подбирается соответствующее наземное и подземное оборудование.

На новых месторождениях (при высоких давлениях и больших отборах жидкости и газа, как правило, сначала избирается фонтанно-компрессорный способ эксплуатации скважин. Поэтому в этой главе мы и начинаем с фонтанно-компрессорной аппаратуры, являющейся важным оборудованием для безопасного ведения работ по освоению и эксплуатации глубоких скважин.

Фонтанно-компрессорная аппаратура выполняет ряд весьма важных и сложных функций, которые сводятся к:

а) обвязке технической и эксплуатационной колонн между собой; б) герметизации межколонного пространства и разобщению колонн друг от друга; это обстоятельство весьма важно, так как технические колонны рассчитываются на небольшое (150—200 ат) давление и они обычно бывают протерты в процессе длительного бурения, а в эксплуатационных колоннах развиваются давления, превышающие 300—400 ат; сообщение между ними может вызвать грифоны и другие серьезные осложнения; в) запуску скважин фонтанно-компрессорным методом либо закачке в пласты газа (воздуха) или воды; г) подвеске на аппаратуре фонтанно-компрессорных труб; д) подаче через аппаратуру в скважину глинистого раствора, воды, газа (воздуха), нефти для целей запуска скважин; подкачке в скважину через аппаратуру в случае необходимости воды, газа (воздуха) или полной прокачки; е) приему через аппаратуру продукции скважины (без открытого фонтанирования) и дальнейшему направлению ее в приемные трапы, нефтегазосборные пункты, на групповые установки, в комбайны или коллекторы; ж) регулированию при помощи аппаратуры использования пластовой энергии на подъем жидкости, регулированию отбора

жидкости и газа из скважин во времени, созданию того или иного противодействия на устье скважин; 3) регулярному замеру затрубного, буферного рабочего (кольцевого) давления; постоянному контролю и регулированию режима работы скважин и его изменению в случае необходимости; и) глушению или полному (временному) надежному закрытию (остановке) скважин в случае необходимости (бурное проявление, сильный пропуск, грифообразование, разъедание арматуры или ее деталей, исключающее дальнейшую нормальную эксплуатацию скважин или требующее замены разъеденных песком и газом деталей по ходу, т. е. без остановки скважин).

Таким образом, фонтанная арматура — это сложное и многофункциональное оборудование нефтяных и газовых скважин. Его

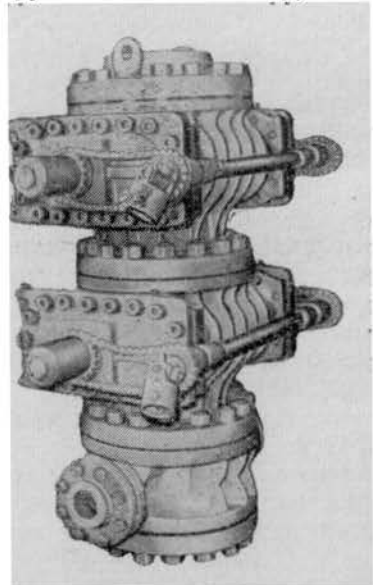


Рис. II.1. Превентер на 200 ат рабочего давления.

правильный подбор, монтаж и эксплуатация играют чрезвычайно важную роль в деле безаварийной эксплуатации глубоких скважин, тем более в условиях повышенных давлений и в присутствии песка и газа.

Так как процесс освоения глубоких скважин начинается уже с процесса вскрытия пласта при бурении, весьма важно здесь рассказать о таком важном оборудовании, как превентер, который позволяет герметизировать межколонное пространство при бурных проявлениях.

Превентер устанавливается на устье бурящихся глубоких скважин, в которых ожидаются выбросы и нефтегазопоявления в процессе бурения. Существуют плашечные превентеры с гидравлическим управлением на 75, 125 и 200 ат давления вращающейся конструкции, превентер на 75 ат давления, сдвоенный плашечный превентер на 200 ат давления,

ротор-превентер конструкции Э. Х. Мехтиева и др.

Выпускаемый Бакинским заводом им. Шмидта плашечный превентер (рис. II.1) предназначен для герметизации устья бурящихся скважин в период возникновения выбросов и фонтанных проявлений в процессе бурения при наличии в скважине бурильных труб и без них. Как видно из рис. II.1, установка представляет сдвоенный превентер (два превентера, один над другим) с проходным сечением 307 мм. К нижнему превентеру присоединен массивный крестовик и ответный фланец для подключения к технической колонне диаметром 245—325 мм. Над верхним превентером также имеется колонный фланец для присоединения

к фонтанной арматуре (в случае, когда вынуждены оставить превентер на устье скважины).

Превентер состоит из корпуса, крышки, плашки, телескопических винтовых штоков, бокового приводного вала с муфтами и звездочками цепи и карданных устройств. Крышка представляет корпус крышки, стакан, присоединенный на винтах к корпусу, винт и шток, образующие телескопическую пару, биметаллические втулки и резиновые манжеты. На торцовой поверхности крышки имеется канавка, в которую вставляется торцовое резиновое уплотнение.

На выводной конец винта надевается звездочка. Для присоединения к ручному или механизированному управлению превентером на внешнюю ступицу корпуса крышки вставлен валик, на внешний квадратный конец которого насажена звездочка с полукарданом.

Привод в движение телескопических устройств осуществляется от бокового приводного вала, соединенного карданной передачей с отдельным приводом.

Крестовик под сдвоенным превентером выполняет очень важные функции. К нему присоединяются две линии манифольда: одна для аварийного выкида, другая для рабочего выкида, служащего для циркуляции раствора, закачивания раствора в скважину и для заполнения скважины раствором из запасных емкостей. Манифольд собирают обычно из отработанных бурильных труб, тройников, катушек, штуцеров и так называемых бурильных задвижек (с закрытым штоком).

Техническая характеристика превентера ППБ-307×200 следующая:

Размер, мм	325
Пробное давление, кг/см ²	400
Рабочее давление, кг/см ²	200
Проходное сечение корпуса, мм	307
Длина, мм	1600
Ширина, мм	865
Высота, мм	1750
Вес, кг	2758

Как видно из этой характеристики, для установки превентера по месту просвет между фланцем технической колонны и полом буровой должен быть не менее 1750 мм. Кроме того, под полом буровой необходимо иметь свободную площадь между опорами ротора, чтобы иметь доступ к крышкам превентера в случае необходимости смены плашек.

При первых же признаках проявления в бурящейся скважине для предотвращения выброса и открытого фонтанирования необходимо принять следующие меры.

Случай 1. Бурильные трубы в скважине.

Навинтить рабочую трубу — квадрат (если он в момент проявления был снят), дать натяжку инструменту, закрыть превентер (сначала верхний в двухпревентерной установке) и начать нагнетание в скважину свежего утяжеленного раствора, постоянно зажимая штуцер (уменьшая проходное сечение штуцера) для создания противодействия.

Случай 2. Бурильные трубы за пальцем.

Начать спуск труб с открытым клапаном (столько, сколько позволяет обстановка), навинтить квадрат, закрыть превентер и приступить к закачке утяжеленного раствора.

Случай 3. Бурильных труб в скважине нет и нижний превентер имеет глухие плашки.

Открыть аварийный выкид и закрыть превентер с глухими плашками. Для глушения фонтана начать нагнетание грязевыми насосами (двумя-тремя насосами) в затрубное пространство скважины утяжеленного глинистого раствора, постепенно зажимая штуцер для создания противодействия.

Если давления насосов недостаточно, вызвать цементировочные агрегаты для дальнейшего глушения скважины.

Случай 4. В нижнем превентере глухих плашек нет.

Спустить в скважину несколько свечей бурильных труб с обратным клапаном, навинтить квадрат, дать натяжку инструменту, закрыть верхний превентер (при двухпревентерной установке) и аварийный выкид и начать глушение скважины утяжеленным глинистым раствором, постепенно зажимая штуцер для создания противодействия.

При обеспечении герметизации скважины создаваемое дополнительное давление на выкиде превентера следует постепенно снижать (по 3—4 ат в минуту).

С 1964 г. бакинский завод им. Шмидта по разработанным Азинмаш типовым схемам изготавливает манифольды превентерных установок на рабочие давления 200 и 320 ат. Взамен задвижек клинового действия, быстро выходящих из строя в присутствии песка, шлама и гематита, введены прямоточные задвижки и пробковые краны.

В 1964 г. Азинмаш впервые в отечественной практике разработал манифольд для превентерной установки с прямоточными задвижками на 500 ат рабочего давления МП2-8×500 [119].

Прямоточная задвижка (рис. 11.2) состоит из корпуса 1, в котором помещены седла разъемной конструкции, прижимаемые к плоскому шибера 9 тарельчатыми пружинами 2; последние создают предварительное давление на уплотняющих поверхностях затвора. В канавке корпуса седла 10 установлено резиновое кольцо 11 О-образного сечения, защищенное от выдавливания втулкой 3.

Работа затвора задвижки осуществляется следующим образом. По мере подачи давления оба седла перемещаются в расточках корпуса вместе с нажимным шиберам до упора в торец флан-

цевого патрубка корпуса. Перемещение седел происходит за счет гидравлического перепада давления по уплотняемым диаметрам кромки корпуса седла и резинового кольца 12. Возникающее осевое усилие создает на уплотняющих поверхностях затвора необходимое удельное давление, обеспечивающее герметичность. Таким образом затвор работает автоматически: с ростом давления среды увеличивается удельное давление на контактных поверхностях.

Такая «плавающая» система седло — шибера допускает угловые перемещения в пределах зазора посадки. Это позволяет компенсировать перекосы и улучшает герметизирующую способность затвора. Шпindel 5 задвижки — подвижного типа. Во избежание износа ходовой резьбы шпинделя при ее контакте с абразивной средой она вынесена за пределы корпуса, что исключает фактор трения и заклинивания при управлении задвижкой. Опорами шпинделя служат упорные шарикоподшипники, насаженные на втулку, соединенную со шпинделем трапецеидальной резьбой. Втулка 7 имеет шестигранник, на который насажен штурвал 6. При вращении штурвала шпindel получает поступательное движение и перемещает шибера, с которым он соединен Т-образным замком.

Что касается уплотнения шпинделя в крышке корпуса, то оно достигается при помощи манжеты Т-образного сечения увеличенной (по сравнению с ранее применявшейся) высоты.

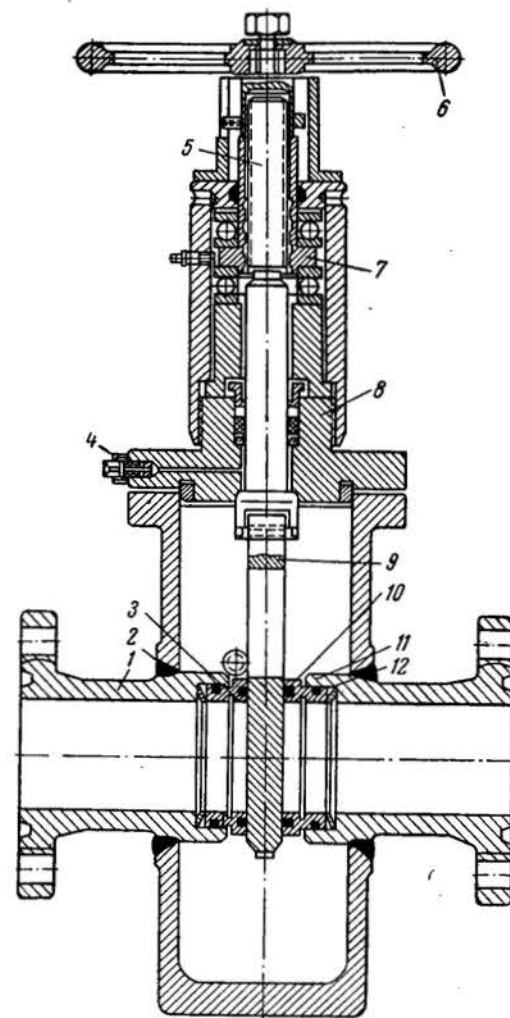


Рис. 11.2. Прямоточная задвижка Азинмаш на 500 ат рабочего давления.

Конструкция задвижки позволяет производить замену уплотнения шпинделя под давлением в закрытом положении. Для этого надо штурвал вращать до того момента, пока сферический бурт шпинделя не упрется в коническую поверхность корпуса 8. После разобщения полостей производится разрядка камеры уплотнения шпинделя при помощи клапана 4, а затем замена манжеты.

С целью облегчения управления задвижкой, во избежание накопления в корпусе механических примесей последний наполняется защитной консистентной смазкой через специальные отверстия, закрываемые пробками. Эти же отверстия служат для спуска жидкости и промывки корпуса.

Основные технические данные задвижки описанной конструкции следующие.

Диаметр проходного отверстия, мм	75
Рабочее давление, ат	500
Пробное давление, ат	750
Длина, мм	540
Ширина, мм	360
Высота, мм	820
Вес, кг	180

С целью облегчения управления такой задвижкой запроектирована система гидропривода к задвижке. Для этого задвижка описанной конструкции дополняется гидроцилиндром. Управление задвижкой в этом случае осуществляется дистанционно (с пульта управления всей превентерной установкой).

Фонтанно-компрессорная арматура состоит из трех основных частей, каждая из которых выполняет вполне определенные функции (колонная головка, трубная головка, фонтанная елка).

Колонная головка. Это наиболее важная часть фонтанной арматуры, устанавливаемая в нижней части. Значение ее в том, что она является как бы «опорной площадкой», на которой производится сборка всей арматуры. Пропуски в колонной головке или ее разъедание практически исключают какое-либо воздействие по глушению (и закрытию) скважины, в то время как при пропусках в трубной головке и в фонтанной арматуре еще представляются практические возможности для воздействия и предотвращения открытого фонтанирования. Вот почему установке, монтажу и креплению колонной головки следует уделять самое серьезное внимание.

Для условий глубоких скважин с повышенными давлениями выпускаются следующие пять групп типоразмеров колонных головок (в мм).

1. ГKK-600 — 273×168
ГKK-600 — 299×168
2. ГKK-300 — 245×146
ГKK-300 — 219×146

3. ГKK-200 — 273×168
4. ГKK-125 — 245×146
ГKK-125 — 219×146
5. 1 ГKK-125 — 219×114
2 ГKK-320 — 219×114
3 ГKK-125 — 273×168
4 ГKK-320 — 273×168
5 ГKK-500 — 168×273×426

Колонные головки первой группы ГKK-600 — 273×168 мм и ГKK-600 — 299×168 мм (ГKK — головка колонная с клиновой подвеской) рассчитаны на 600 ат пробного и 300 ат рабочего давления и предназначены для обвязки двух колонн: технической (соответственно 273-мм и 299-мм) и эксплуатационной (168-мм). Колонные головки такой же конструкции выпускаются для обвязки колонн 325 и 245-мм.

Колонные головки второй группы ГKK-300 — 245×146 мм и ГKK-300 — 219×146 мм также рассчитаны на пробное давление 600 ат и рабочее давление 300 ат и служат для обвязки соответственно технических колонн 245 и 219-мм с эксплуатационной 146-мм. Колонные головки такой же конструкции выпускаются для обвязки колонн диаметром 245, 273, 299 и 325 мм.

Разница в индексах колонн первой (600) и второй (300) групп сделана для того, чтобы не путать их при подборе колонн той или иной конструкции. Хотя в первом случае проставлен индекс пробного, а во втором индекс рабочего давления, надо помнить, что в обоих случаях эти колонные головки выпускаются для условий давлений 600 ат пробных и 300 ат рабочих.

Колонные головки третьей группы ГKK-200 — 273×168 мм рассчитаны на пробное давление 400 ат и рабочее давление 200 ат и служат для обвязки технических колонн 273-мм с эксплуатационными 168-мм. Колонные головки такой конструкции могут быть использованы для обвязки эксплуатационных колонн 168-мм с техническими колоннами 325-, 299- и 245-мм.

Колонные головки четвертой группы ГKK-125 — 245×146 мм и ГKK-125 — 219×146 мм рассчитаны на пробное давление 250 ат и рабочее давление 125 ат и служат для обвязки технических колонн соответственно 245- и 219-мм с эксплуатационной колонной 146-мм. Эти же колонные головки могут быть использованы для обвязки эксплуатационных колонн 146-мм с техническими колоннами диаметром 245, 273, 299 и 325 мм.

Колонные головки пятой группы сконструированы АЗИНМАШем для различных условий глубоких и сверхглубоких скважин с повышенными давлениями, а также для обычных условий с эксплуатационными колоннами 114-мм при рабочих давлениях 125—320 ат.

Так, колонная головка 5 ГKK-500 — 168×273×426 мм предназначена для обвязки трехколонных скважин с диаметрами

колонн 426, 273 и 168 мм при рабочих давлениях 500 ат и пробных 1000 ат. Колонные головки 2 ГКК-320 — 114 и 219 мм и 4 ГКК-320 — 299×273 мм предназначены для скважин, работающих при рабочих давлениях 320 ат и при пробных 700 ат. В первом случае 114-мм эксплуатационная колонна обвязывается с технической 219-мм, во втором случае соответственно 168 и 273 мм.

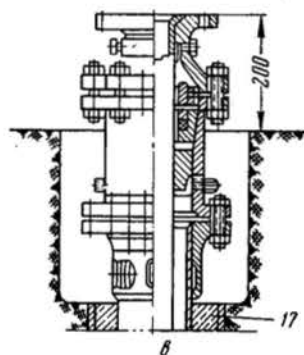
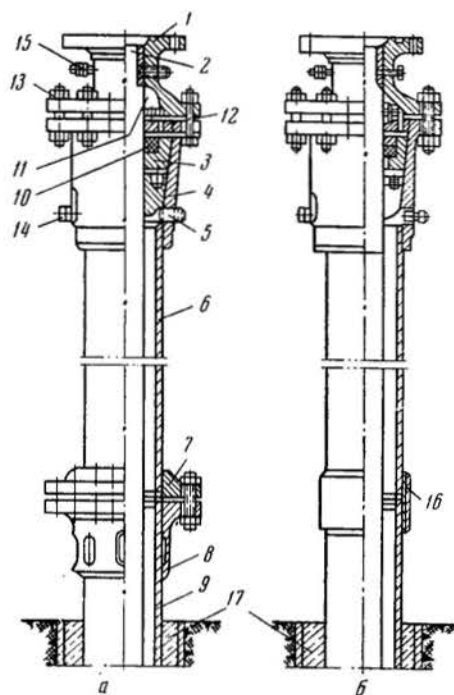


Рис. II.3. Обвязка колонных головок для двухколонной конструкции скважин.

трехколонных. В обоих случаях подвеска эксплуатационных колонн достигается при помощи клиньев (см. рис. II.3, а), а герметизация межколонного пространства при помощи пакера 3 с резиновыми уплотнениями.

Колонные головки 1 ГКК-125 — 114×219 мм и 3 ГКК-125 — 168×273 мм предназначены для скважин, работающих при давлениях 125 ат рабочих и 250 ат пробных. В первом случае 114-мм эксплуатационная колонна обвязывается с технической 219-мм (а в случае необходимости и с колоннами диаметрами 168 и 194 мм), во втором — соответственно 168-мм эксплуатационная колонна обвязывается с технической 273-мм.

И наконец, колонные головки 3 ГКК-125—273×168 мм рассчитаны на 125 ат рабочего давления и предназначены для обвязки между собой технической 273-мм и эксплуатационной 168-мм колонн.

Учитывая, что глубокие и сверхглубокие скважины, как правило, имеют двухколонную и трехколонную конструкцию, приводим описание технологии монтажа колонных головок для двухколонных скважин, а на рис. II.4 — для

Резиновое уплотнительное кольцо зажимается металлическим кольцом 10 при помощи шпилек 11, установленных в зажимной гайке 12. Эксплуатационной колонне 2 дается натяжка, затем колонна зажимается клиньями внутри колонной головки в натянутом состоянии. Конец эксплуатационной колонны (излишки), выступающий за пределы верхнего фланца колонной головки, срезается и затем приваривается к фланцу корпуса головки. Во избе-

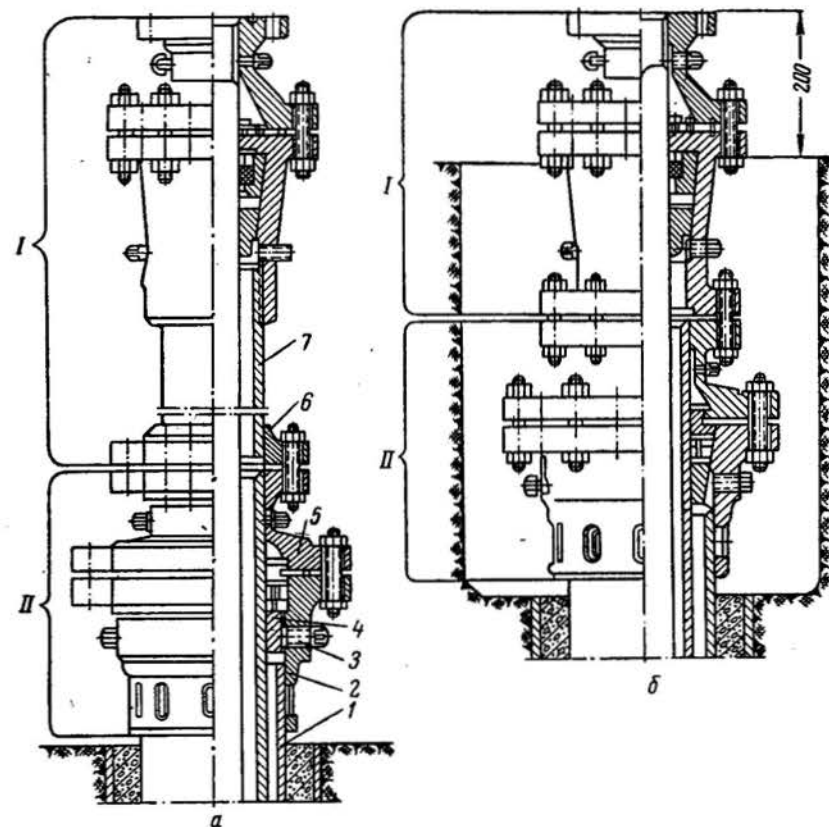


Рис. II.4. Обвязка колонных головок для трехколонной конструкции скважин.

жание образования трещин и последующих пропусков при сварке необходимо обеспечить сохранение постоянной температуры и медленное (плавное) охлаждение шва.

На техническую колонну 9 до установки колонной головки навинчивается толстостенный фланец 8, который затем проваривается снаружи и изнутри. К этому фланцу присоединяется ответный фланец 7 с заранее навинченным и приваренным патрубком 6. Верхний конец этого патрубка, по длине подогнанного по

месту, предварительно также нарезается для навинчивания муфты 4 с фланцем. Внутри этой муфты и монтируются клинья, пакер и другие герметизирующие устройства.

Патрубок 6 надевается сверху на конец эксплуатационной колонны, после чего фланец 7 сажается на фланец 8 технической колонны и крепится шпильками. На верхний фланец патрубка 6 (после подвески внутри него эксплуатационной колонны) при помощи шпилек 13 присоединяется катушка 1. На промыслах эту катушку называют иногда верхней частью колонной головки.

Пробки 14 и 15 диаметром 50,3 мм служат для контроля законного давления и его разрядки (при необходимости). В ряде случаев через отверстия, закрываемые пробками 14, спускают 1"—1,5" трубочки для заливки межколонного пространства цементным раствором сверху, что обычно предотвращает заколонные проявления.

Некоторой разновидностью описанной колонной головки является колонная головка, приведенная на рис. II.3, где взамен фланца 8 на техническую колонну 9 (см. рис. II.3) навинчивается муфта 16, в которую затем ввинчивается патрубок 6, что несколько облегчает конструкцию. Во всем остальном эти конструкции колонных головок идентичны.

В обоих случаях заполненное пространство между кондуктором и технической колонной заливается цементом 17 (см. рис. II.3) для предотвращения выбросов и проявлений через это пространство.

На ряде промыслов применительно к местным условиям нижняя часть колонной головки помещается в специально вырытый шурф (см. рис. II.3). Кроме того, в этой конструкции, в отличие от предыдущих, отсутствует удлинительный патрубок и нижняя часть колонной головки сажается непосредственно на фланец технической колонны. Благодаря этому уменьшается высота всей колонной головки и сокращается число соединений.

На рис. II.4, а, б приведены относительно сложные конструкции колонной головки (для трехколонных скважин). Такие головки позволяют объединять воедино кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны.

Вся колонная головка состоит из двух узлов: верхней части (узел I) и нижней части (узел II). Вначале пространство между направлением и кондуктором заливается цементом. Затем на обрез кондуктора 1 (см. рис. II.4) приваривается колонный фланец 2 (делается это с предварительной нарезкой и наверткой). В корпусе колонного фланца помещаются клинья 3, при помощи которых техническая колонна 4 подвешивается внутри кондуктора. Герметизация пространства между кондуктором и технической колонной осуществляется так же, как и в предыдущих случаях (пакером).

После полной сборки и крепления нижней части колонной головки приступают к сборке верхней части. На верхний фланец

катушки 5 устанавливают толстостенный фланец 6 с навинченным и приваренным патрубком 7, изготовленным из обсадной трубы. Предварительно патрубок с фланцем пропускается через конец эксплуатационной колонны. Затем производится обвязка при помощи клиновых подвесок эксплуатационной колонны внутри верхней части колонной головки (как и в предыдущих случаях). В том же порядке производится герметизация межколонного пространства и приварка эксплуатационной колонны к верхнему торцу муфты фланца, наверху и приваренного к верхнему концу патрубка 7.

После крепления всех соединений устанавливают верхнюю катушку (см. рис. II.4). Верхний фланец этой катушки служит основанием для установки крестовика.

В целях уменьшения высоты колонной головки и сокращения промежуточных соединений, могущих служить очагом пропусков и открытых проявлений, в схеме, приведенной из рис. II.4, отсутствует патрубок с нижним и верхним фланцами. Во всем остальном эти конструкции идентичны.

Кроме того, чтобы колонная головка не возвышалась над уровнем пола более чем на 200 мм, вся колонная головка (кроме верхней катушки) помещается в шурфе (см. рис. II.3, б).

Фонтанная арматура — это наиболее маневренная часть устьевого оборудования фонтанных скважин. При помощи арматуры производятся все манипуляции по возбуждению и вызову притока жидкости и газа из пласта в скважину, регулированию отборов, проверке штуцеров, глушению скважин. Фонтанная арматура состоит из трех частей: крестовика, тройника и фонтанной елки. В случаях применения однорядного лифта фонтанно-компрессорные трубы подвешиваются на резьбовом nipple, который ввертывается в крестовик или в тройник. В этом случае из схемы выпадает одна деталь: либо крестовик, либо тройник. В большинстве случаев между центральной (посадочной) задвижкой и трубной головкой (тройник и крестовик) размещается переводная катушка, в которую и ввертывается nipple для подвески подъемных труб. При двухрядном лифте фонтанно-компрессорные трубы первого ряда подвешиваются на nipple-ввертыше, ввинченном в тройник, а подъемные трубы второго ряда — на nipple-ввертыше, ввинченном в переводную катушку под центральной задвижкой.

Фонтанная елка для глубоких и сверхглубоких скважин, как правило, применяется двухструнная тройникового типа. В случаях очень высоких ожидаемых давлений и содержания в извлекаемой жидкости больших количеств песка елка на месте передельвается под трехструнную. Кроме того, помимо основной центральной (посадочной) задвижки над тройником (крестовиком) устанавливается вторая центровая или предохранительная задвижка, которая при работе всегда открыта и закрывается лишь в аварийных случаях (см. гл. VI).

Для аварийных же случаев предусматривается установка второй, межструнной задвижки, вторых задвижек на крестовике, тройнике и на струнах.

Для случаев же, когда не ожидаются высокие давления и нет опасения разъедания арматуры песком, фонтанная елка может быть существенно облегчена (например, может применяться однострунная елка или елка тройникового типа). Разумеется, при этом нет необходимости в сдваивании задвижек по стволу, на струнах, на тройнике и на крестовике.

Рассмотрим наиболее сложную схему фонтанной арматуры для наиболее жестких условий освоения и эксплуатации глубоких скважин (рис. II.5) и по этой схеме разберем назначение каждой детали.

Крестовик 2 сажается и крепится к верхнему фланцу колонной головки **1**. Он служит для прокачки жидкости (глинистого раствора, воды, нефти) или газа (воздуха) через задвижки **1а** и **1б** при освоении скважин либо при необходимости их глушения, а также для контроля по манометру на патрубке — катушке **5а** и **5б** за давлением в затрубном пространстве в процессе нормальной работы скважины. Задвижки **1а** и **1б** также могут служить по мере надобности для отбора жидкости и газа через штуцеры **Шт-1** и **Шт-2** (в случаях, когда из-за больших давлений приходится прибегать к двух-трехстороннему отбору жидкости и газа).

Основной или посадочный тройник 3 трубной головки служит для подвески подъемных труб первого ряда на ниппеле (резьбовой втулке) **6**, а также для контроля за кольцевым (рабочим) давлением скважины по манометру **5в** после открытия сдвоенных задвижек **II**. В случае необходимости через тройник могут проводиться работы по возбуждению и освоению скважин, подкачке и прокачке, аэрации, по глушению.

Подобно выкидным линиям, на которых устанавливаются ступенчатые штуцеры (**Шт-4**, **Шт-5**, **Шт-6**), на обоих выкидах затрубного пространства и на выкиде кольцевого пространства также могут быть установлены ступенчатые штуцеры соответствующего диаметра (см. рис. II.5).

Катушка-переводник 4 служит для присоединения 102-мм деталей трубной головки к 63-мм деталям фонтанной елки. Кроме того, на ниппеле (резьбовой втулке), ввернутом в эту катушку-переводник, подвешиваются лифтовые трубы второго ряда (а при однорядном лифте — основной лифт).

Центровые (или посадочные) задвижки 7а и **7б** служат на случай необходимости закрытия скважин под давлением.

Во многих случаях на практике центровая задвижка **7а** (особенно при работе с большим выносом песка) оказывается негерметичной. Поэтому для нормальной эксплуатации сверхглубоких осложненных скважин, работающих при больших давлениях и с большими отборами песка, рекомендуется устанавливать вторую центровую задвижку **7б**.

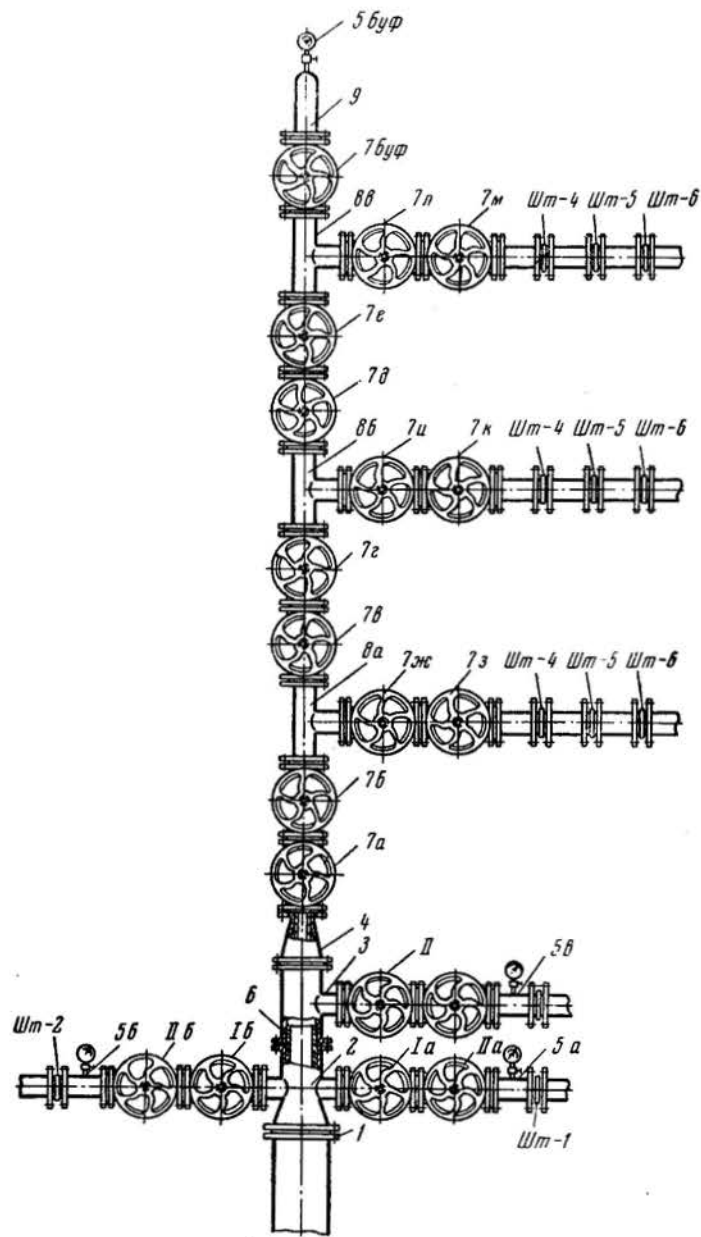


Рис. II.5. Фонтанная арматура для наиболее сложных условий эксплуатации сильнопесочных сверхглубоких скважин при повышенных давлениях.

Задвижки по стволу 7в, 7г, 7д и 7е служат для переключения струи при проверках штуцеров, при различных ремонтных работах, профилактических мероприятиях, а также при необходимости глушения скважин через трубы.

Сдваивание задвижек по стволу диктуется указанными ранее соображениями.

Тройники по стволу 8а, 8б, 8в служат для направления струи вверх по стволу, а также по основному рабочему (верхнему) выкиду, по запасному рабочему (среднему) выкиду и по аварийному (нижнему) выкиду, а также для пропуска вниз различной аппаратуры при исследовательских работах и профилактических мероприятиях и жидкости (пара, химреагентов) при операциях по глушению через трубы, по депарафинизации и др.

Ввод в схему третьего (аварийного) выкида (струны) диктуется тем, что в промысловой практике нередки случаи интенсивного разведания песком и газом штуцеров и задвижек на основном рабочем и запасном рабочем выкидах.

Частые переключения задвижек для проверки и замены штуцеров приводят к тому, что подчас одновременно выходят из строя все детали верхнего и запасного выкидов. Во избежание закрытия скважин под давлением для таких случаев и рекомендуется третий аварийный выкид.

Подбуферная задвижка 7 буф служит для перекрытия струи на случай снятия и замены буфера (при ремонтных работах, при спуске различных приборов и аппаратуры и т. д.). Так как эта задвижка работает довольно редко и ее разъединение особыми осложнениями не грозит (при наличии по стволу шести задвижек), ее сдваивания не требуется.

Буфер 9 служит для восприятия и смягчения (сглаживания) ударов газожидкостной фонтанной струи, а также для присоединения манометра 5 буф., которым измеряется буферное давление скважины.

Сдвоенные боковые задвижки 7ж, 7з, 7и, 7к 7л и 7м служат для плавного перевода струи из одного выкида в другой при проверке и замене штуцеров, проведении различных профилактических мероприятий, при ремонтных работах и т. д.

Ступенчатые штуцеры Шт-4, Шт-5, Шт-6 служат для регулирования отбора жидкости при работе скважин соответственно по аварийному, запасному либо основному (рабочему) выкидам.

Разумеется, в представленном виде описанная арматура весьма громоздка, имеет большую высоту и значительный вес. В таком виде фонтанная арматура заводами не выпускается, а в случае необходимости собирается на месте из деталей стандартной арматуры.

В зависимости от ожидаемых условий (давлений, процента песка в струе и т. д.) арматура может видоизменяться и количество деталей в ней — существенно сокращаться.

Арматура с крановыми запорными органами

В последнее время Юго-Камский машиностроительный завод по проекту Азинмаша стал выпускать фонтанную арматуру с крановыми запорными органами (взамен задвижек): типа 2АФТ 60×40 КрЛ-125 для эксплуатации фонтанно-компрессорных скважин при двухрядном подъемнике; типа 1АФТ 60×40 КрЛ-125 для эксплуатации фонтанно-компрессорных скважин при однорядном лифте.

Рассчитана арматура на 125 ат рабочего (250 ат пробного) давления. Проходные сечения арматуры по стволу елки 62 мм и боковых струн 40 мм.

Данная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки, собираемой из системы кранов, тройников, крестовиков и фланцев.

Назначение трубной головки и фонтанной елки то же, что и в обычных арматурах. Конструктивной особенностью новой арматуры является применение взамен задвижек проходных кранов со смазкой, что позволяет снизить вес арматуры почти в три раза. Уплотнение фланцевых соединений достигается применением металлических прокладок конструкции Азинмаш (рис. II.6), обеспечивающие достаточную герметизацию соединений.

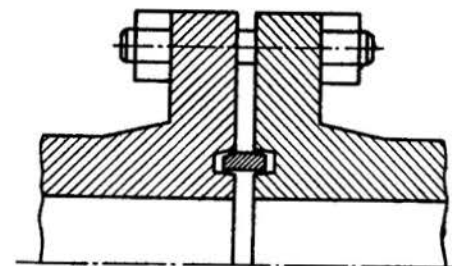


Рис. II.6. Уплотнительное кольцо для герметизации фланцевых соединений.

В арматуре с крановыми запорными органами применяются краны 2КФПЛ-60С-125 (по стволу) и 3КФПЛ-40-125 (на струнах).

Кран типа КФПЛ (рис. II.7) рассчитан на 125 ат рабочего (250 ат пробного) давления и состоит из корпуса 1, конической пробки 2, металлической прокладки 3, регулировочного винта 4, нижней крышки 5, обратного клапана 6, ключа 7, зажимного болта 8, шпинделя 9, ограничителя 10 и кулачковой муфты 11.

Конструктивно кран исполнен с обратной пробкой (с уменьшением диаметра вверх), что обеспечивает установку пробки регулировочным винтом с необходимым зазором по отношению к корпусу. Уплотнение резьбы смазкой осуществляется с помощью нажимного болта. Система смазки крана обеспечивает достаточное его уплотнение, а также облегчает поворот пробки и защиту уплотняющих поверхностей от коррозии.

Вводится смазка в кран через канал пробки при ввинчивании нажимного болта. Система канавок для смазки устроена таким образом, что две противоположные канавки на пробке, попадающие

при открывании и закрывании крана в среду, сообщаются с общей системой смазки лишь при полностью открытом или закрытом кране.

В последнее время бакинский завод им. Шмидта освоил выпуск арматур-описанной конструкции с крановыми запорными органами на 320 ат рабочего и 640 ат пробного давлений.

Рабочий манифольд — не менее важная часть оборудования фонтанно-компрессорных скважин, чем сама фонтанная арматура.

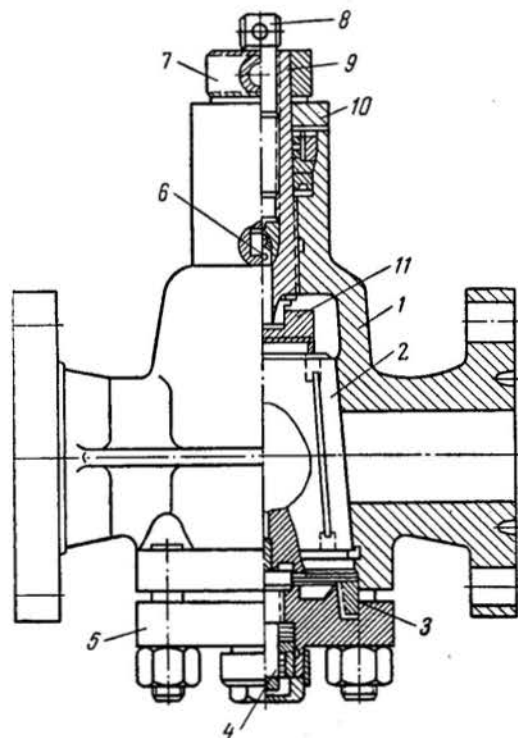


Рис. 11.7. Кран типа КФПЛ арматуры с крановыми запорными органами.

Дело в том, что небольшие неполадки (пропуск, разъедание и т. д.) в рабочем манифольде могут вызвать необходимость закрытия скважин под давлением, их прокачку, глушение и т. д., что, в свою очередь, не всегда кончается благополучно и может вызвать серьезные осложнения. Кроме того, без рабочего манифольда невозможно обеспечить непрерывную работу скважин на установленном режиме, так как по тем или иным причинам приходится переключать струю жидкости из одной струны арматуры в другую и обратно (проверка и замена штуцера, разъеденных деталей арматуры, запуск скважин, регулирование их производительности, присоединение агрегатов для подкачки, прокачки и депарафинизации и т. д.).

Из всех применяемых на нефтепромыслах страны схем и конструкций рабочих манифольдов мы остановимся на конструкциях К. Х. Мхчияна (рис. 11.8) и А. Д. Амирова, В. С. Айрапетова, Р. Р. Везирова, А. Н. Матыс, Г. А. Кабулова и др. (рис. 11.9), специально разработанных для оборудования глубоких и сверхглубоких скважин.

Рабочий манифольд конструкции К. Х. Мхчияна рассчитан на давление до 250 ат, имеет хорошую маневренность и позволяет быстро и безопасно производить все без исключения операции по

освоению, эксплуатации и обслуживанию сверхглубоких скважин, а именно: 1) переключать струю жидкости из рабочей (верхней) в запасную (нижнюю) струну при проверке и смене штуцера, проверке и ремонте самих струн, штуцерных патрубков и задвижек, а также при других ремонтных работах; 2) при бурных газовых проявлениях быстро присоединять нужное число мощных агрегатов и производить глушение скважин через трубное пространство; 3) поочередно депарафинизировать основную и запасную выкидные линии, а также и сами подъемные трубы без остановки скважин; 4) ремонтировать и очищать выкидные линии, трапы и групповые сборные установки без остановки скважин; 5) закрывать скважины под давлением при полном выходе из строя арматуры

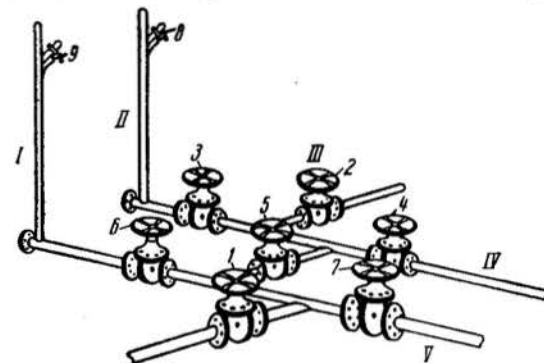


Рис. 11.8. Рабочий манифольд конструкции К. Х. Мхчияна для эксплуатации сверхглубоких скважин.

I — стояк нижней струны; II — стояк верхней струны; III — аварийная линия; IV — основной выкид; V — запасной выкид.

либо разобщать скважины от выкидов, трапов и групповой установки (при нарушении нормальной работы последних); 6) переключать струю жидкости во временные амбары и ловушки через контрольную задвижку и по аварийной линии в случаях разрыва, засорения и ремонта выкидных линий, трапов и групповых установок.

Рассмотрим процесс переключения рабочего манифольда при проверке и смене штуцера. Как известно, при нормальной работе струя жидкости направляется через стояк по верхней струне в основной выкид. При этом задвижки 3 и 4 открыты, а все остальные закрыты. Перед сменой штуцера открывают задвижки 6 и 7, после чего плавно закрывают задвижку фонтанной елки на верхней струне арматуры и открывают задвижку на нижней. Эту операцию должны проводить два опытных оператора под руководством помощника мастера. Прежде чем разболтить фланцы елки и штуцерного патрубка, необходимо закрыть задвижку 3, а в ряде случаев и задвижку 4. Затем для выпуска в атмосферу остаточного

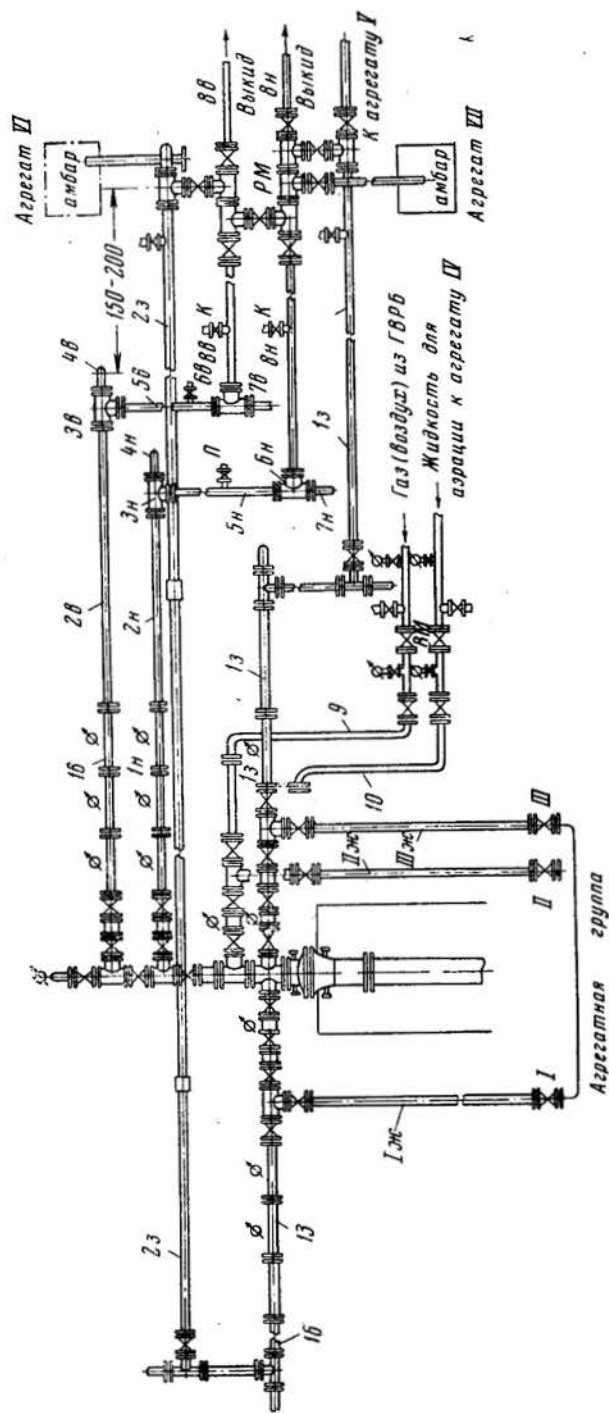


Рис. 11.9. Рабочий манифольд конструкции А. Д. Амирова, В. С. Айрапетова и др. для эксплуатации скважин при повышенных давлениях.

давления в линии верхней струны открывают вентиль 8 и лишь после этого разбалчивают фланцы елки и штуцерного патрубка, проверяют и заменяют штуцер и вновь соединяют фланцы. После этого все делают в обратном порядке — закрывают вентиль 8, открывают задвижки 3 и 4, переводят скважину вновь на работу по верхней струне и закрывают задвижки 6 и 7.

В случае необходимости проверки штуцера на нижней линии операция повторяется путем перекрытия соответствующих задвижек и вентиля 9.

При эксплуатации сверхглубоких скважин, особенно в осенне-зимний период, часто приходится производить очистку подъемных труб и выкидных линий. Так как наблюдается отложение парафина в выкидных линиях, а также во избежание остановки скважин каждая сверхглубокая скважина, как правило, оборудована двумя выкидами (основным и запасным) и, кроме того, аварийной линией протяженностью 250—300 м до ближайшего котлована или ямы.

Наличие двух выкидных линий и рабочего манифольда новой конструкции позволяет осуществлять депарафинизацию выкидных линий без прекращения эксплуатации скважин.

Для этого передвижная парогенераторная установка ППУ-2 посредством жесткой системы присоединяется к задвижке 1. Во время работы скважины по верхней струне при открытых задвижках 1 и 7 и закрытых 5 и 6 производят депарафинизацию запасного выкида, конец которого заблаговременно разъединяют вблизи групповой установки. После очистки от парафина запасного выкида его конец соединяют с групповой установкой и переводят скважину на работу по нижней линии и запасному выкиду. Затем, разрядив давление в стояке верхней струны через вентиль 8, приступают к депарафинизации основного выкида. Для этого агрегат ППУ-2 присоединяют к задвижке 2, а конец выкида разъединяют у групповой установки. Депарафинизация основного выкида производится при открытых задвижках 2 и 4 и закрытых 3 и 5.

Средняя задвижка манифольда 5 служит обобщающим звеном между основным и запасным выкидами и двумя струнами. Пользуются ею в зависимости от обстановки и по мере необходимости (при ремонтных работах на манифольде и выкидах, глушении скважины и т. д.). Наличие этой задвижки позволяет присоединять к скважине и выкидам два-три и более агрегатов и передвижных установок ППУ-2.

В ряде случаев депарафинизация выкидных линий производится и без разъединения их, путем присоединения к задвижкам 1 или 2 агрегата ППУ-2 и ввода в струю проходящей жидкости острого перегретого пара.

На рис. 11.9 приведена наиболее сложная из осуществленных схем оборудования устья и манифольдов сверхглубоких скважин. В каждом отдельном случае эта схема может быть в какой-то

мере упрощена в зависимости от местных условий (развиваемое давление при освоении и эксплуатации, проявления при перфорации и т. д.).

Не останавливаясь здесь на конструкции арматуры, заметим лишь, что во всех случаях предусматривается сдвигание задвижек — центровых (посадочных), по стволу елки, боковых на обеих струнах, на крестовике с каждой стороны и на тройнике.

Продукция скважины может направляться через три ступенчатых штуцерных патрубка *1в* и *1н*, в которых монтируются штуцеры соответствующего диаметра (по расчету). Далее продукция скважин поступает по заштуцерному патрубку *2в* или *2н*, через верхний тройник *3в* или *3н*, стояк *5в* или *5н*, нижний тройник *6в* или *6н* в выкид *8в* или *8н*. Для смягчения ударов струи служат буферные глухие патрубки (со сферическим доньшком) *4в* или *4н* и *7в* или *7н*. На стояках *5в* и *5н* приварены продувные $\frac{1}{2}$ " краники для взятия проб непосредственно с устья, а также для спуска давления из линии перед проверкой и заменой штуцеров.

Для тех же целей могут быть использованы $2\frac{1}{2}$ " вентиля.

Рабочий манифольд (*РМ*) размещается не ближе 150—200 м от стояков. Рабочий манифольд состоит из системы задвижек и тройников, располагающихся на земле. Переключение их позволяет направлять продукцию скважины в выкид или в амбар, а также переключать струю из верхней струны арматуры в нижнюю, и наоборот (при проверке и замене штуцера, а также при других работах). Устройство рабочего манифольда кроме приема продукции, поступающей обычным путем по подъемным трубам, позволяет также принимать продукцию, поступающую по затрубному пространству (по линии *2з*). Если по технологическим соображениям требуется отбирать продукцию скважины также и из кольцевого пространства, то нужно произвести дополнительное переоборудование для соединения кольцевого пространства скважины с рабочим манифольдом.

В случае необходимости отбора продукции из затрубного пространства с левой или правой стороны крестовика после задвижек устанавливаются штуцерные патрубки *1з*, в которые монтируются штуцеры малых диаметров (3, 4, 5 мм). Далее затрубная продукция скважин поступает по линиям *2з* в рабочий манифольд и затем в выкид.

В случае необходимости глушения скважины при бурных проявлениях может быть присоединена агрегатная группа из трех-пяти агрегатов, которые могут одновременно подавать большие количества жидкости (воды, глинистого раствора) с двух сторон затрубного пространства по жестким линиям *Iж* и *IIIж*, а также в кольцевое пространство скважины по линии *IIж*.

Таким образом, правая затрубная линия *2з* может служить как для отбора затрубной продукции, так и для глушения скважины.

Кроме того, при необходимости жидкость может быть подана также и в трубное пространство (в подъемные трубы) агрегатами *VI* и *VII* из запасных амбаров. В последнем случае необходимо предварительно снять штуцеры на верхней и нижней струнах и произвести соответствующее переключение задвижек на рабочем манифольде.

Наличие концевых задвижек высокого давления *I*, *II* и *III* позволяет производить замену агрегатов, не подвергая обслуживающий персонал опасности в связи с высоким давлением в непосредственной близости от устья. Взамен этих задвижек могут быть

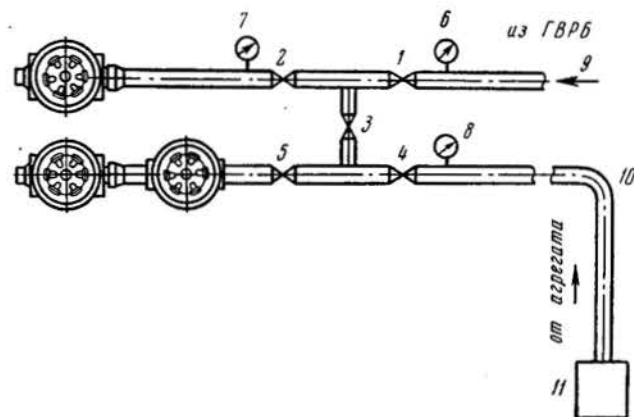


Рис. II.10. Схема воздушного манифольда для запуска и освоения глубоких и сверхглубоких скважин.

1 — воздушный регулировочный вентиль; *2* — воздушный рабочий вентиль; *3* — средний смесительный вентиль; *4* — затрубный вентиль (жидкостный); *5* — затрубный рабочий вентиль; *6, 7, 8* — манометры; *9* — линия в ГВРБ; *10* — жесткая линия; *11* — промысловый агрегат.

установлены специальные клапаны-наконечники АУ (арматура устьева), применяемые при гидроразрыве пласта.

Воздушный манифольд (*ВМ*) нужен на случай, если скважина после перфорации и замены раствора на воду не проявляет себя и для запуска ее необходимо произвести аэрацию (рис. II.10).

Жесткая линия *9* соединяет кольцевое, а *10* затрубное пространство скважины с газовоздухораспределительной батареей или передвижным компрессором. Жесткая линия присоединяется к затрубному пространству скважины лишь в случае необходимости аэрации и продавки скважины через башмак первого ряда труб. В этой схеме все задвижки на манифольде — стальные на 200 ат рабочего давления. В промысловых условиях сборка рабочего манифольда может быть осуществлена из обрезков насосно-компрессорных или бурильных труб, а также из кованосварных тройников и крестовиков. По исполнению они могут быть либо только

сварными, либо резьбовыми с последующим проваром электро-сваркой. Фланцы при этом должны быть толстостенными: с соединениями «армко» для больших давлений, с лабиринтовыми уплотнениями для средних давлений и на картонной (либо клингеритовой) прокладке для низких давлений.

Опыт освоения скв. 1510 (Гоусаны), 8 (Зыря), 840 (Лок-Батан — южное крыло) показывает, что при этом возможны бурные газопроявления с развитием весьма высоких давлений (250—300 ат). Глушение таких скважин лубрицированием задвижками через штуцеры малого диаметра — процесс весьма длительный и опасный.

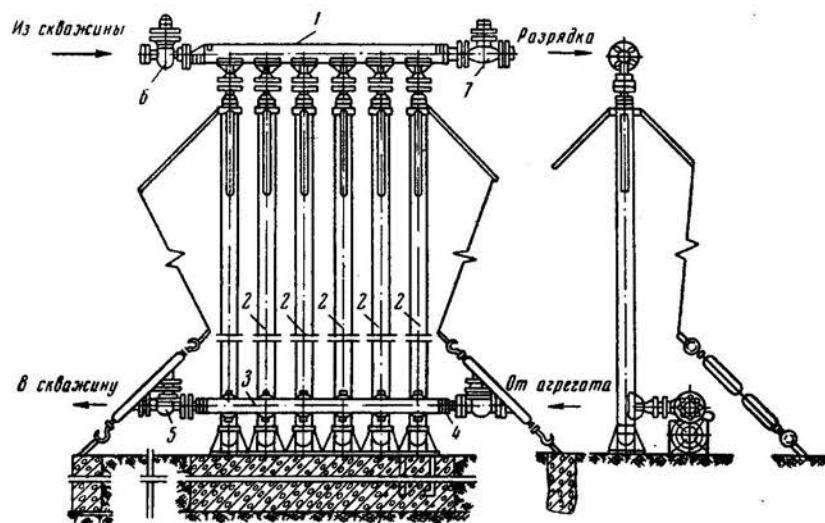


Рис. II.11. Лубрикатор для «глушения» глубоких скважин при повышенных давлениях.

В целях облегчения этой работы в Азинмаше создана конструкция, а завод «Бакинский рабочий» изготовил систему лубрикаторов (рис. II.11).

Лубрикатор предназначен для смягчения нагрузок на эксплуатационную колонну при глушении скважин. Кроме того, он предохраняет обслуживающий персонал от соприкосновения со скважиной, а фонтанную арматуру (ее задвижки) — от порчи, так как все операции по открытию и закрытию задвижек для ввода глинистого раствора и выпуска газа производятся в стороне при помощи лубрикатора.

Лубрикатор состоит из системы шести вертикальных стоячков-компенсаторов 2, изготовленных из цельнотянутых 168-мм труб толщиной 14 мм и высотой 8 м. Концы стоячков обвязываются между собой коллекторами 1 и 3 из тех же труб. Все шесть стоя-

ков могут работать параллельно, часть их может отключаться, для чего на концах их имеются задвижки высокого давления. Такие же задвижки установлены на концах коллекторов: 4 — для ввода утяжеленного раствора от агрегата; 5 — для нагнетания раствора в скважину; 6 — для вывода газа из скважины; 7 — для разрядки. Для большей устойчивости вся система стоячков с коллекторами монтируется на железобетонном фундаменте и дополнительно раскрепляется оттяжками.

Принцип глушения скважин лубрицированием заключается в следующем. При закрытых задвижках 5 и 6 агрегатом через нижний коллектор и задвижку 4 в систему вводится утяжеленный глинистый раствор до полного его заполнения (до появления раствора в задвижке 7). Затем задвижки 4 и 7 закрываются, а задвижки 5 и 6 открываются.

Благодаря гидростатическому давлению утяжеленный глинистый раствор будет из лубрикатора постепенно стекать в скважину, а стояки лубрикатора через задвижку 6 будут заполняться газом из скважины.

По вытеснению из системы всего раствора задвижки 4, 5 и 6 закрываются, а задвижка 7 открывается для выпуска в атмосферу газа.

Эти операции повторяются до тех пор, пока ствол скважины не будет полностью заполнен глинистым раствором соответствующего удельного веса.

Наземное оборудование глубиннонасосных скважин

Из всего нормального ряда редукторных станков-качалок для глубиннонасосной эксплуатации для условий глубоких скважин наиболее подходят станки-качалки СКН-10-115; 2СКН-10-2115; СКН-10-3012; 2СКН-10-3012 (бывший СКН-6 и СКН-7) и их современные модификации с удлиненными кривошипами, дающими возможность иметь длины хода порядка 3,3—4,5—6,0 м.

Так как станки-качалки СКН-10-3012 и 2СКН-10-3012 (бывший СКН-7) по своей грузоподъемности идентичны со станками СКН-10-2115 и 2СКН-10-2115 (бывший СКН-6), то их выпуск в настоящее время прекращен и для эксплуатации глубоких скважин в основном применяются станки СКН-10-2115 и станки 2СКН-10-2115 (модернизированные).

В этих шифрах: СКН — станок-качалка нормального ряда; 10 — грузоподъемность (предельно допускаемая нагрузка на головку балансира), т; 21 — средняя длина хода 2,1 м (без удлиненных кривошипов); 15 — предельное число качаний в минуту.

Техническая характеристика станка-качалки СКН-10-2115 (рис. II.12) без удлиненных кривошипов следующая.

Максимально допустимая нагрузка на головку балансира 10 000 кг. Длина хода полированного штока 2100, 1800, 1500 и

1200 мм. Число качаний балансира в минуту 9, 12, 15. Средний номинальный диаметр соответствующих сменных шкивов на электродвигателе 200, 240, 300 мм. Уравновешивание роторное. Направление движения кривошипа по часовой стрелке (при расположении скважины слева). Вес одного роторного противовеса 1135 кг. Количество роторных противовесов 4. Редуктор закрытый с цилиндрическими, косозубчатыми и шевронными шестернями, работающими в масляной ванне: число ступеней редуктора 2, кинематическая схема симметричная, передаточное число общее 29,75, быстроходной пары 5,667, тихоходной пары 5,25, опоры валов — подшипники качения.

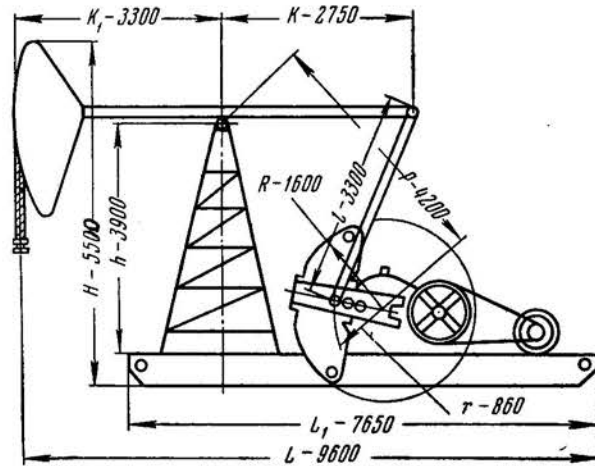


Рис. II.12. Станок-качалка СКН-10-2115 (ширина рамы $B_1=1096$, станка-качалки $B=2154$).

Клиновидные ремни: тип В, длина ремня 4500 мм; количество ремней в комплекте 8.

Электродвигатель закрытого типа; номинальное число оборотов в минуту 1450.

Размеры станка-качалки (в мм): длина 9600; ширина 2154; высота 5500. Вес (в кг) станка с редуктором 16 000.

Требуемое количество смазывающего вещества для узлов и деталей (в кг): (зубчатое зацепление редуктора) машинное масло «Л» 250; оссоголин «А» для подшипников ведущего вала 2,7, подшипников промежуточного вала 3,2, подшипников ведомого вала 5, подшипников опор балансира 2,7; подшипников нижних головок шатунов 0,8, подшипников траверсы 1,2 верхних пальцев шатунов 0,01.

Основные технические данные станков-качалок для эксплуатации глубинными насосами глубоких скважин приведены в табл. 7.

Показатели	СКН-10-2115	СКН-10-3012
Наибольшая допустимая нагрузка в точке подвеса штанг, кг	10 000	10 000
Длина хода точки подвеса штанг, мм	2 100	3 000
	1 800	2 400
	1 500	1 800
	1 200	1 200
Число качаний балансира в минуту	15; 12; 9	12; 9; 6
Наибольший крутящий момент на кривошипном валу редуктора, кгм	4 000	5 700
Длина звеньев преобразующего механизма, (в мм):		
радиус кривошипа r (наибольший)	860	1 160
длина шатуна l	3 300	4 080
длина заднего плеча балансира k	2 750	3 500
длина переднего плеча балансира k_1	3 300	4 500
расстояние между осью качания балансира и осью вала кривошипа P	4 200	5 250
Расстояние от верхнего основания рамы до оси качания балансира h , мм	3 900	4 800
Длина рамы L_1 , мм	7 650	8 400
Ширина рамы B_1 (не более), мм	1 096	1 406
Радиус вращения наиболее удаленной точки кривошипа от оси его вращения R , мм	1 600	1 950
Размеры станка-качалки, мм:		
длина L	9 600	11 430
ширина B	2 154	2 380
высота H , не более	5 500	7 110
Вес станка-качалки комплектно с электродвигателем, принадлежностями и инструментом (не более), т	16	22

Мощные длинноходовые станки-качалки

Расширение области применения штанговых глубинных насосов для эксплуатации глубоких скважин (по производительности и глубине подвески) потребовало создания более мощного типа станка-качалки.

Применение так называемых удлиненных кривошипов для увеличения длины хода станка-качалки СКН-10-3012 до 4,5 м

полностью вопроса не решило, так как при работе СКН-10-4512 при максимально допусаемом значении крутящего момента редуктора (5700 кгМ) нагрузка на головку балансира не достигает максимального значения (10 т), т. е. мощность станка-качалки полностью не используется.

При работе станка в пределах максимального значения нагрузки в точке подвеса штанг в ряде случаев крутящий момент редуктора требуется более 8000 кгМ.

Создание станка, могущего нормально работать при нагрузке на головку балансира 10 т и при длине хода 4,5 м, требует значительного увеличения крутящего момента редуктора против достигнутого (5700 кгМ) — до 7000—8000 кгМ.

Но так как на практике таких скважин по сравнению с общим фондом немного, К. С. Аливердизаде [86] предложил использовать для таких целей два спаренных серийно выпускаемых редуктора.

Азинмаш разработана конструкция станка-качалки с двумя спаренными редукторами типа РН-4000 (от СКН-0-2115); такой опытный станок выпущен заводом «Бакинский рабочий».

Максимальные параметры этого станка следующие: нагрузка на головку балансира 10 т, длина хода 4,5 м, число ходов в минуту 10, крутящий момент двух редукторов $4000 \times 2 = 8000$ кгМ.

Длина звеньев преобразующего механизма (r, l, k, k_1, P) этого станка полностью соответствует длине звеньев станка СКН-10-4510. Головка балансира поворотная.

Увеличение длины хода до 6 м достигается, согласно расчетам автора, увеличением на 1,5 м длины переднего плеча балансира.

Для проверки в промысловых условиях возможности осуществления длины хода в 6 м на балансирном станке путем удлинения на 1,5 м переднего плеча балансира СКН-10-4510 был изготовлен и испытан на скв. 1098 промысла 4 НПУ Орджоникидзенефть опытный станок.

Испытания этого станка показали возможность осуществления на балансирном станке длины хода в 6 м.

На основании полученных данных разработана конструкция новых сверхмощных станков-качалок с длиной хода 6 м, нагрузкой на головку балансира 15 т и общим крутящим моментом редуктора порядка 12 000 кгМ.

ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Так как глубокие скважины в основном эксплуатируются фонтанно-компрессорным способом, в данном разделе мы начинаем описание подземного оборудования для них с подъемных труб.

Из всех существующих конструкций и схем компоновки подъемных труб наибольшее распространение при эксплуатации глубоких скважин нашли, изображенные на рис. II. 13. Наибольшее рас-

пространение при освоении и эксплуатации глубоких скважин получили следующие схемы полуторарядных и двухрядных колонн:

первый ряд (в мм): 63×102 ; $50,3 \times 63 \times 102$; $63 \times 75,9 \times 102$;

второй ряд (в мм): 63 ; $50,3 \times 63$; $40,3 \times 63$.

Кроме того, возможны и другие сочетания двух-трехразмерных колонн первого и второго рядов труб.

Из всех сочетаний колонн для глубоких скважин наибольшее признание получила схема 63×102 мм (первый ряд) и сплошные 63-мм трубы (второй ряд). Эта схема проста и надежна и отвечает многим требованиям, предъявляемым к конструкциям колонн.

Кроме того, в условиях эксплуатации пластов, сложенных рыхлыми песками, эта схема позволяет при прихватах песчаными пробками нижних («хвостовых») труб первого ряда отвернуть верхние 102-мм трубы (при наличии заранее установленного левого переводника), затем спуском 102-мм сплошных труб с воронкой на конце «накрыть» прихваченные 63-мм «хвостовые» трубы, промыть песчаную пробку и освободить прихваченные трубы. Ловля и извлечение их уже не представляют технических трудностей. И еще одно преимущество есть в этой схеме. При условии спуска «хвостовых» 63-мм труб первого ряда до верхних отверстий (а еще лучше до середины фильтра) и подъемных 63-мм труб первого ряда до переводника 102×63 мм создается сплошная 63-мм колонна от фильтра до устья скважины, что очень важно с точки зрения плавного изменения скоростей и обеспечения подъема на дневную поверхность песка, попавшего из пласта в скважину.

Известные преимущества имеют и схемы $102 \times 75,9$ мм (первый ряд) и $63 \times 40,3$ мм (второй ряд). В этом случае при прихвате 75,9-мм «хвостовых» труб первого ряда либо при образовании внутри них песчаных пробок, допуская сверху 63-мм трубы второго ряда, можно при помощи нижних («хвостовых») труб второго ряда войти в 75,9-мм «хвостовые» трубы первого ряда, промыть пробку и освободить трубы от прихвата. Естественно, что общая длина «хвостовых» 63-мм труб второго ряда должна быть на 15—

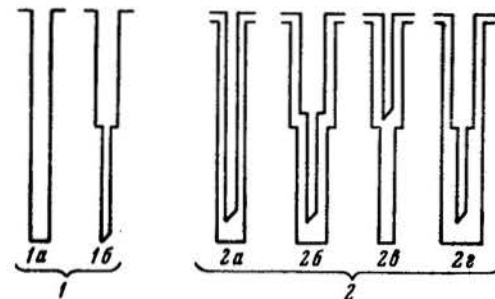


Рис. II.13. Конструкция колонн для эксплуатации глубоких скважин.

Однорядный (1): 1а — сплошной (одноразмерной) компоновки; 1б — ступенчатой (двух-трехразмерной) компоновки. Двухрядный (2): 2а — сплошной (одноразмерной) компоновки обоих рядов; 2б — ступенчатой (двух-трехразмерной) компоновки обоих рядов; 2в — ступенчатой (двух-трехразмерной) компоновки первого ряда и сплошной (одноразмерной) компоновки второго ряда; 2г — сплошной (одноразмерной) компоновки первого ряда и ступенчатой (двух-трехразмерной) компоновки второго ряда.

Примечание. Схема 2в нефтепромысловой терминологии и на практике зачастую именуется схемой полуторарядного лифта.

20 м больше длины 75,9-мм «хвостовых» труб первого ряда. Описанный прием по промывке осевшей пробки внутри «хвостовых» труб и по освобождению их от прихвата может быть применен и в том случае, если «хвостовые» трубы первого ряда скомпонованы из труб диаметром 63 мм. В этом случае у 40,3-мм «хвостовых» труб второго ряда муфты должны быть заранее обточены по 1 мм на сторону.

Промывка пробки в «хвостовых» трубах первого ряда может быть осуществлена и в том случае, если подъемные трубы второго ряда сплошные одноразмерные 63-мм и «хвостовые» также одноразмерные и 63-мм.

Для этого (после того, как испробованы все другие методы освобождения от пробки и прихвата) после подъема на поверхность подъемных труб второго ряда надо опустить 40,3-мм трубы с расточенными муфтами (по 1 мм на сторону) по длине, равной длине хвостовых труб +20—25 м, и сверху, добавив 63-мм трубы, идти на промывку.

После ликвидации пробки и прихвата промывочные трубы извлекаются и спускаются обычные подъемные 63-мм трубы второго ряда.

При подборе конструкций колонн для глубоких скважин необходимо учитывать следующие факторы, влияющие на прочность насосно-компрессорных труб: а) усилия от собственного веса труб; б) состояние резьбы труб и муфтовых соединений; в) частоту спуско-подъемных операций; г) силы трения труб и муфт об обсадную колонну, а также труб второго ряда относительно труб первого ряда, возникающие в наклонно-направленных и искривленных скважинах при спуско-подъемных операциях; д) корродирующую среду (воздействие агрессивных буровых вод, газов и т. д.); е) износ стенок труб от трения об колонну и разгедания песком и газом; ж) вес жидкости и часть веса штанг в глубоких глубиннонасосных скважинах; и) увеличение растягивающих нагрузок от прихвата песчаными пробками и металлическими сальниками; к) солевые, парафинистые, песчаные и железистые соединения на стенках труб и др.

Из указанных факторов на прочность насосно-компрессорных труб наиболее отрицательное влияние оказывают растягивающие усилия от их собственного веса. Для практических расчетов на промыслах при определении безопасной глубины спуска лифта в большинстве случаев принимают лишь нагрузки на колонну насосно-компрессорных труб от их собственного веса, допуская, что все остальные факторы учитываются коэффициентом запаса прочности.

Ниже приводится ряд приближенных расчетных формул для определения предельных допустимых нагрузок на насосно-компрессорные трубы. Их знание и предварительные расчеты по ним чрезвычайно важны при подборе колонн для освоения и эксплуатации глубоких скважин.

Для труб с гладкими (невьсаженными) концами усилия, растягивающие резьбовые соединения (по первой верхней трубе), определяются по формуле Яковлева

$$P' = \frac{\pi D_2 b f}{1 + \frac{D_2}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \rho)}, \quad (II.1)$$

где D_2 — средний диаметр трубы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении, см; b — толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы, находящейся в зацеплении, см; f — предел упругости материала труб, кг/см²; l — длина резьбы до основной плоскости, см; α — угол между опорной гранью резьбы и осью трубы; ρ — угол трения (по Томасу принимается равным 18°).

Для труб с утолщенными (высаженными) концами усилия по телу трубы в момент, когда напряжения в металле соответствуют пределу текучести, определяются по формуле

$$P'' = \frac{\pi (D^2 - d^2) f}{4}, \quad (II.2)$$

где D и d — соответственно наружный и внутренний диаметры трубы, см; f — предел упругости материала труб, кг/см².

Нагрузка P'' для насосно-компрессорных труб с высаженными концами характеризует максимальное усилие, до которого может быть нагружена труба без остаточных деформаций.

Так как для эксплуатации глубоких скважин выпускаемые ныне трубы марок С и Д небезопасны, СКБ по трубам АзНИИ ДН (ныне отдел труб АзНИИбурнефть) сконструированы высокопрочные легированные трубы из стали марки Е-к, обладающей следующими механическими свойствами: предел прочности не менее 75 кг/мм²; предел текучести не менее 55 кг/мм²; относительное удлинение σ_0 не менее 10%; относительное удлинение σ_s не менее 14%.

Из всех факторов, отрицательно влияющих на прочность насосно-компрессорных труб, наибольшую опасность представляют прихваты. Последние происходят либо вследствие смятия колонн, нарушений фильтровой части скважин, либо вследствие образования на их забоях и по стволу песчаных или металлических сальников. В обоих случаях для освобождения труб от прихватов их приходится расхаживать, прилагая усилия, значительно превышающие вес труб в статическом состоянии.

Обычно в промысловой практике при расхаживании прихваченных насосно-компрессорных труб последние некоторый промежуток времени выдерживаются под натяжкой, т. е. под нагрузкой, обусловленной прочностью материала их и главным образом резьбовых (муфтовых) соединений верхней части колонны. Однако напряжения, возникающие в этих соединениях, не должны доходить до пределов, разрушающих трубы, так как с возрастанием

нагрузки выше пределов пропорциональности и с доведением этих нагрузок до временного сопротивления может произойти разрыв труб в опасном сечении либо расстройство муфтовых соединений в верхней части колонны.

Из анализа ловильно-ремонтных работ на различных площадях Азербайджана видно, что обрыв насосно-компрессорных труб происходит либо вследствие разрушения резьбы нарезанного свободного конца трубы, либо вследствие выхода (срыва) трубы из муфты. Случаи разрыва в теле труб встречаются довольно редко.

Для расчета нагрузок, при которых появляются остаточные деформации и происходит разрыв труб в опасном сечении, может быть принята приведенная формула (II.2).

Прочность муфтовых соединений проверяется по формуле Яковлева и ГИНИ, определяющим нагрузки, при которых напряжение в теле трубы у первой работающей нитки резьбы достигает предела упругости:

$$P_{\text{пред}} = \frac{\pi D b}{1 + \frac{D}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \rho)}; \quad (\text{II.3})$$

$$P_{\text{пред}} = \frac{\pi D}{1 + \frac{b}{2(a+b)} \frac{D}{l} \operatorname{ctg}(\alpha + \rho)}, \quad (\text{II.4})$$

где P — предельно допускаемая нагрузка на первую верхнюю трубу, $\kappa\Gamma$; D — наружный диаметр трубы, см ; a — толщина стенки трубы (в ненарезанной части) в опасном сечении, см ; b — толщина стенки трубы (в нарезанной части), см ; l — длина полной резьбы, см ; α — угол между опорной гранью резьбы и осью трубы; ρ — угол трения (по Томасу принимается равным 18°).

Нагрузка, при которой нарезанный конец трубы выходит из муфты, подсчитывается по формуле

$$P_{\text{макс}} = \frac{2\pi l b_{\text{ср}} f}{D_{\text{ср}} \operatorname{ctg}(\alpha + \rho)}, \quad (\text{II.5})$$

где $b_{\text{ср}}$ — средний диаметр трубы посередине полной резьбы, см ; $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр трубы посередине полной резьбы до половины ее высоты, см ; f — предел упругости материала, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

В табл. 8 приведены подсчитанные по формулам (II.3), (II.4), (II.5) предельные нагрузки, при которых напряжение в теле трубы у первой работающей нитки резьбы достигает предела упругости (в $\kappa\Gamma$), а также и критические нагрузки, при которых происходит расстройство резьбового соединения (в $\kappa\Gamma$ — для различных диаметров труб и сталей марок С и Д).

В случаях, когда прихвачена ступенчатая (комбинированная) колонна насосно-компрессорных труб, производится проверка на прочность всех сечений, а предельные и критические нагрузки подсчитываются для того диаметра труб, резьбовое соединение которых разрушается в первую очередь.

Размер труб, мм	Предельные нагрузки, при которых напряжение в теле трубы у первой работающей нитки резьбы достигает предела упругости, $\kappa\Gamma$		Критические нагрузки, при которых происходит расстройство резьбового соединения, $\kappa\Gamma$	
	сталь С, $f = 3\,200$ $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	сталь Д, $f = 3\,800$ $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	сталь С, $f = 3\,200$ $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	сталь Д, $f = 3\,800$ $\kappa\Gamma/\text{см}^2$
50,3	17 000	20 200	26 800	31 800
62,0	25 600	30 400	40 550	48 000
75,9	38 600	45 900	59 250	70 500
102,0	50 800	60 400	76 950	91 400

Таким образом, если в верхней части колонны насосно-компрессорные трубы 102-мм, то подсчет надо вести на диаметр 102 мм, если трубы 75,9-мм, то на диаметр 75,9 мм, и т. д.

Пример. Требуется подсчитать допустимую предельную нагрузку сверх собственного веса для ступенчатой колонны насосно-компрессорных труб марки Д при конструкции лифта 102×63 мм, при этом общая длина 102-мм верхних труб составляет 2206 м и 63-мм «хвостовых» труб 789 м (всего общая длина лифта 2995 м). Тогда нагрузка в опасном сечении для верхних 102-мм труб составит (в $\kappa\Gamma$)

$$2206 \times 18,8 + 789 \times 9,6 = 49\,047,2,$$

для 63-мм «хвостовых» труб

$$789 \times 9,6 = 7574,4.$$

По данным табл. 5 допустимые предельные нагрузки составляют для 102-мм труб марки Д 60 400 $\kappa\Gamma$ и для 63-мм труб 30 400 $\kappa\Gamma$. Следовательно, сверх собственного веса нагрузка может быть увеличена (в $\kappa\Gamma$) для 63-мм труб:

$$30\,400 - 7574,4 = 22\,825,6,$$

для 102-мм труб

$$60\,400 - 49\,047,2 = 11\,352,8.$$

Разумеется, что наибольшее напряжение будет испытывать верхняя ступень колонны (в нашем случае верхние 102-мм трубы). Таким образом, для всей колонны предельная нагрузка сверх собственного веса (в $\kappa\Gamma$) может быть не более

$$60\,400 - (41\,472,8 + 7574,4) = 11\,352,8.$$

По той же табл. 5 критическая нагрузка, при которой происходит расстройство резьбового соединения 102-мм труб марки Д, составляет 91 400 $\kappa\Gamma$.

Стало быть, для данного случая дополнительная к собственному весу нагрузка (в $\kappa\Gamma$) на колонну насосно-компрессорных

труб во избежание расстройтва резьбового соединения верхней ступени 102-мм труб может быть не более

$$91\,400 - (41\,472,8 + 7574,4) = 42\,352,8.$$

Из приведенного примера видно, что комбинированную колонну, составленную из труб марки Д, можно спустить на глубину более 3000 м. Однако это не рекомендуется, так как в приведенных расчетах не учитываются многие факторы, лимитирующие предельную глубину спуска насосно-компрессорных труб (например, кривизна скважин, особенно наклонно-направленных, состояние резьбы, условия транспортировки труб, полнота и правильность навертки резьбовых соединений и т. д.).

Вместе с тем в связи с увеличением глубины скважин потребовались более прочные насосно-компрессорные трубы. Поэтому б. СКБ по трубам разработало, а отечественные трубопрокатные заводы освоили производство высокопрочных насосно-компрессорных труб из легированных сталей марок Е-к и К.

В табл. 9 приводятся сравнительные данные о допустимых предельных нагрузках и наибольших глубинах спуска насосно-компрессорных труб различных диаметров из стали марок С, Д,

Таблица 9

Диаметр труб, мм	Марка стали	Гладкие трубы			Трубы с высаженными концами			
		усилие, расстраивающее резьбовое соединение, кг	вес 1 м трубы с муфтой, кг	глубина спуска труб, соответствующая расстраиваемому усилию, м	усилие по телу трубы, соответствующее пределу текучести материала, кг	вес 1 м трубы с муфтой, кг	глубина спуска труб, соответствующая пределу текучести материала, м	
63	С	24 900	9,6	1 730	37 300	9,7	2 520	
	Д	29 600		2 060			44 300	3 000
	Е-к	42 800		3 000			64 300	4 310
75,9	С	37 600	13,7	1 820	53 800	13,8	2 525	
	Д	44 600		2 150			63 900	3 050
	Е-к	64 500		2 850			92 250	4 050
102	С	48 500	18,8	1 680	75 500	19,0	2 480	
	Д	57 500		1 950			89 600	3 100
	Е-к	83 500		2 600			129 600	4 100

Е-к, соответствующих усилиям, расстраивающим резьбовые соединения, и пределу текучести (при коэффициенте безопасности $k=1,5$).

При пользовании данными табл. 9 на практике следует иметь в виду, что в них отражен лишь механический расчет прочности труб разрушающим усилиям при коэффициенте безопасности, равном 1,5.

При подборе конструкций лифта для конкретных условий следует учитывать также и побочные факторы (кривизну скважин, степень полноты завертки резьбовых соединений и т. д.), а также возможность запуска и эксплуатации скважин при мощностях имеющихся компрессоров и агрегатов и др.

По данным табл. 5 и 6 допустимая (по механической прочности) длина насосно-компрессорных труб для одномерной сплошной конструкции лифта определяется из выражения

$$L = \frac{Q_{\max}}{kq}, \quad (II.6)$$

где L — допустимая длина спуска труб, м; Q_{\max} — усилие, соответствующее пределу текучести и страгивающей нагрузке соответственно для труб с высаженными и гладкими концами, кг; q — вес 1 м труб с муфтой, кг; k — коэффициент безопасности (по данным табл. 6 $k=1,5$).

При ступенчатой конструкции лифта наибольшая нагрузка от веса всей колонны насосно-компрессорных труб приходится на верхнюю ступень. При этом условие прочности первой верхней муфты верхней ступени определяется уравнением

$$l_1 q_1 + l_2 q_2 = \frac{Q_{\max}}{k}, \quad (II.7)$$

где l_1 и l_2 — соответственно длина «хвостовой» и верхней ступени, м; q_1 и q_2 — соответственно вес 1 м труб «хвостовой» и верхней ступеней, кг; Q_{\max} — для труб с гладкими концами расстраивающее усилие по формуле Яковлева, а для труб с высаженными концами по телу — соответствующее пределу пропорциональности; k — запас прочности, принят равным 1,5.

Задаваясь заранее длиной верхней или нижней («хвостовой») части лифта и исходя из условий освоения и предполагаемого технологического режима эксплуатации скважины, а также допустимых нагрузок, по уравнению (II.7) легко определить длину искомой ступени лифта в метрах или возможность безопасной (для прочности труб) эксплуатации принятой конструкции лифта.

Пример. По условиям глубины скважины и технологического режима эксплуатации глубина спуска подъемных 63-мм труб второго ряда должна быть равной 2000 м. Тогда длина 102-мм труб верхней ступени комбинированного лифта (первого ряда) должна быть в пределах 2050 м, длина «хвостовой» части 63-мм труб первого ряда комбинированного лифта порядка $3240 - 2050 = 1190$ м,

учитывая, что фильтр скважины находится в пределах 3245—3259 м.

Общая длина комбинированного лифта первого ряда (в м) при этом составит

$$990 + 2050 = 3040.$$

Проверим возможность осуществления такой конструкции.

По табл. 6 находим, что $\frac{Q_{\max}}{k}$ для 102-мм труб марки Д с гладкими концами составляет 57 500 кг при запасе прочности $k=1,5$. Тогда согласно уравнению (II.7) имеем

$$l_1 q_1 + l_2 q_2 = \frac{Q_{\max}}{k} = \\ = 990 \times 9,6 + 2050 \times 18,8 = 48 044.$$

Но $48 044 \text{ кг} < 57 500 \text{ кг}$, следовательно, такая конструкция комбинированной колонны первого ряда возможна и безопасна с точки зрения механической прочности и удовлетворяет условиям технологического режима эксплуатации данной скважины.

Допустимые глубины спуска комбинированных двухступенчатых колонн насосно-компрессорных труб и длину каждой ступени можно определить также графическим методом. Из множества номограмм, разработанных б. СКБ по трубам, для различных сочетаний диаметров труб с гладкими и высаженными концами (для различных марок стали) на рис. II.14 приведен график для подбора допустимых глубин спуска двухступенчатых колонн различных сочетаний диаметров насосно-компрессорных труб марки Е-к с гладкими концами.

Пользование такими номограммами несложно. Покажем это на конкретном примере.

Как видно из рис. II.14, на графике по горизонтальной оси отложены значения верхней ступени лифта l_2 , а по вертикальной оси — значения нижней ступени лифта l_1 . Косые пучки лучей означают различные сочетания диаметров труб, из которых составлена ступенчатая колонна.

Если от любой точки любого луча опустить перпендикуляры к осям координат, то они определяют искомые длины ступеней l_1 и l_2 .

Так как все лучи в нижней части пересекают горизонтальную ось, то точки пересечения лучей с последней означают величину максимально допустимой длины верхней ступени лифта.

Вертикальную же ось эти лучи не пересекают, а обрываются в некоторых точках. Если из этих точек опустить перпендикуляры на вертикальную ось, получим величину нижней «хвостовой» ступени лифта.

Таким образом, крайние точки каждого луча (или сочетания диаметров лифта) показывают максимально допустимые длины

верхней и нижней ступеней колонны выбранной конструкции. Но, так как в большинстве случаев на практике принимают не предельно допустимые величины ступеней комбинированной колонны, а более безопасные, то для определения (задаваясь сочетанием диаметров и величиной одной из ступеней в соответствии с конкретными условиями) опускают перпендикуляр из расчетной точки (на требующемся луче) на соответствующую ось.

Покажем это на конкретном примере.

Пример. Имеем ступенчатую колонну первого ряда, составленную из труб марки Е-к диаметром 102 мм (верхняя ступень) и 63 мм (нижняя ступень). На нашем графике этот луч четвертый справа. Горизонтальную ось он пересекает на отметке 2900 м. Следовательно, предельно допустимая величина верхней ступени l_2 составляет 2900 м.

Вертикальную ось луч не пересекает, но конец его обрывается на точке, соответствующей 3000 м. Это предельно допустимая величина нижней «хвостовой» ступени лифта l_1 .

Однако спускать такой комбинированный лифт (2900+3000=5900 м) с точки зрения безопасности для труб не требуется по условиям освоения и эксплуатации скважины.

Предположим, что по условиям запуска и эксплуатации конкретной скважины подъемные 63-мм трубы второго ряда необходимо

спустить на глубину 2250 м. Тогда очевидно, что глубина спуска 102-мм труб первого ряда комбинированной колонны должна составить примерно 2300 м. Опустив перпендикуляр от этой точки на горизонтальной оси на луч для сочетаний диаметров 102×63 мм из полученной точки на этом луче на ось ординат, находим, что величина нижней «хвостовой» ступени l_1 комбинированной колонны составит 1200 м, общая длина (2300+1200) 3500 м.

Разумеется, что независимо от полученных величин по номограмме искомая величина нижней «хвостовой» части колонны должна соответствовать также глубине фильтра скважины.

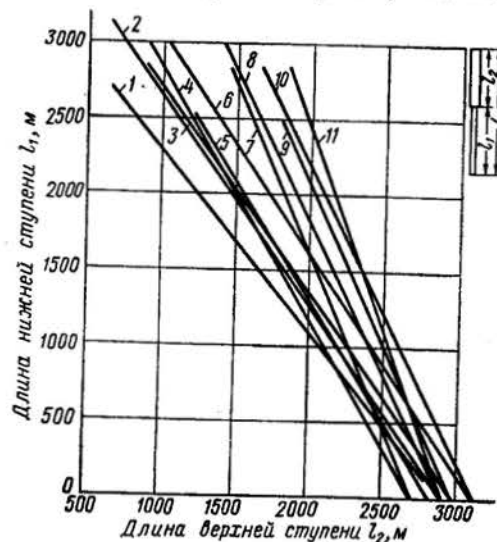


Рис. II.14. Номограмма для подбора допустимых глубин спуска насосно-компрессорных труб марки Е-к с гладкими концами при двухступенчатой компоновке колонны.

1 — 102×89 мм; 2 — 102×75,9 мм; 3 — 63×50,3 мм; 4 — 89×63 мм; 5 — 50,3×40,3 мм; 6 — 89×63 мм; 7 — 89×50,3 мм; 8 — 102×63 мм; 9 — 63×40,3 мм; 10 — 75,9×50,3 мм; 11 — 102×50,3 мм.

ГЛУБИННЫЕ НАСОСЫ

Глубинный насос представляет весьма сложную и высокой точности обработку машину, работающую в жестких условиях (на больших глубинах, при значительных давлениях и температурах, в корродирующей и износной среде, при больших линейных скоростях и знакопеременных нагрузках, в присутствии больших количеств песка, сильно минерализованных вод и других вредных примесей).

В глубоких скважинах глубина спуска насосов достигает 2200—2500 м, длина хода полированного штока 4500—6000 мм, число качаний балансира 12—15 в минуту, количество добываемой жидкости с указанных глубин 25—30 м³/сутки при обводненности ее до 95—98%, при количестве песка в струе жидкости до 10—12%.

Допускаемая глубина спуска труб при глубиннонасосном способе добычи нефти определяется из следующих выражений: при одноразмерной колонне труб

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q}{k(q_{\text{тр}} + q_{\text{шт}} + q_{\text{ж}})}; \quad (\text{II.8})$$

при двухразмерной колонне труб

$$l_{\text{доп (общ)}} = \frac{(Q_2 - Q_1)q_1 + Q_1(q_2 + q_{\text{кол}})}{k(q_2 + q_{\text{кол}}) \cdot (q_1 + q_{\text{ж}} + q_{\text{шт}})}; \quad (\text{II.9})$$

$$l_1 = \frac{Q_1(q_2 + q_{\text{кол}}) - (Q_2 - Q_1)(q_{\text{ж}} - q_{\text{шт}})}{k(q_2 + q_{\text{кол}}) \cdot (q_1 + q_{\text{ж}} + q_{\text{шт}})}; \quad (\text{II.10})$$

$$l_2 = \frac{Q_2 - Q_1}{k(q_2 + q_{\text{кол}})}, \quad (\text{II.11})$$

где $l_{\text{доп}}$ — допускаемая глубина спуска труб при одноразмерной колонне, м; $l_{\text{доп (общ)}}$ — допускаемая глубина спуска труб (общая) при двухразмерной колонне, как сумма нижней и верхней ступеней комбинированной колонны, м; l_1 и l_2 — допускаемая глубина спуска нижней и верхней ступеней комбинированной колонны, м; $q_{\text{тр}}$ — вес 1 м трубы (при одноразмерной колонне), кг; q_1 и q_2 — вес 1 м трубы нижней и верхней ступеней (при двухразмерной комбинированной колонне), кг; $q_{\text{шт}}$ — вес 1 м штанг, кг; $q_{\text{ж}}$ — вес 1 м жидкости (без объема, занимаемого штангами), кг; Q — нагрузка, соответствующая строгивающему усилию или пределу текучести (в зависимости от типоразмера труб), кг; Q_1 и Q_2 — нагрузка, соответствующая строгивающему усилию или пределу текучести для труб нижней и верхней ступеней при комбинированной колонне, кг; $q_{\text{кол}}$ — вес 1 м жидкости в кольцевом пространстве между внутренним сечением труб верхней и нижней ступеней, кг.

Исследованиями АзНИИ ДН установлено, что если у тяжелых станков-качалок нормального ряда, выпускаемых в настоящее

Таблица 10

Глубина, м	$D_{\text{н}} = 32 \text{ мм}$						$D_{\text{н}} = 28 \text{ мм}$					
	$Q, \text{ м}^3/\text{сутки}$	$M_{\text{кр}}, \text{ кгм}$	$P_{\text{макс}}, \text{ кг}$	n	$s_0, \text{ м}$	$\sigma_{\text{прив}}, \text{ кг/мм}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{сутки}$	$M_{\text{кр}}, \text{ кгм}$	$P_{\text{макс}}, \text{ кг}$	n	$s_0, \text{ м}$	$\sigma_{\text{прив}}, \text{ кг/мм}^2$
3000	12	3250	11250	6,0	3,0	10	14	4000	11000	8,25	3,0	10
	16	5000	11250	4,25	4,5	10	16	5500	11000	6,0	4,5	10
	18	6500	11250	3,6	6,0	10	21	7500	11000	5,0	6,0	10
3000	25	5000	12250	10,5	3,0	12,5	24	5000	12000	11,5	3,0	12,5
	28	7500	12250	7,5	4,5	12,5	28	7500	12000	9,0	4,5	12,5
	31	10000	12250	6,0	6,0	12,5	32	10000	12000	7,25	6,0	12,5
3500	8	3200	12500	4,65	3,0	10	8	3500	12250	6,2	3,0	10
	—	—	—	—	4,5	10	11	5000	12200	4,3	4,5	10
	—	—	—	—	6,0	10	13	6250	12000	3,5	6,0	10
3500	20	4500	13200	9,5	3,0	12,5	20	5000	13000	10,25	3,0	12,5
	19	7000	13200	5,75	4,5	12,5	20	7000	13000	7,0	4,5	12,5
	21	9000	13200	4,5	6,0	12,5	23	9500	13000	5,75	6,0	12,5

№ скважины	Глубина спуска, м	Параметры			Дебит, т/сутки				Конструкция колонны насосных труб		Конструкция колонны штанг		Межремонтный период работы, день
		п	S	Q _T	коэффициент наполнения	нефти	воды	жидкости	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	

НПУ им. 26 бакинских комиссаров

1385	2030	6,5	2100	15,8	0,43	4,0	2,2	6,2	63 × 75,9	1693	25 × 22 × 19	68 1162 80	25
2819	2038	7,0	2400	19,5	0,22	3,3	0,4	3,7	63 × 75,9	568 1470	25 × 22 × 19	328 1040 670	27
1357	2067	6,0	2100	14,6	0,40	5,0	0,8	5,8	63 × 75,9	1652 415	25 × 22 × 19	272 672 1123	16
3005	2077	7,0	2100	18,3	0,49	7,0	1,0	8,0	63 × 75,9	1842 235	25 × 22 × 19	302 798 976	24
1369	2060	6,0	2700	20,4	0,26	4,0	1,2	5,2	63 × 75,9	1373 687	25 × 22 × 19	48 860 1152	50
3017	2033	5,5	2100	13,4	0,25	2,6	0,8	3,4	63 × 75,9	1603 430	25 × 22 × 19	73 680 1280	23
3058	2109	6,0	1500	10,4	0,30	2,4	0,7	3,1	63 × 75,9	1293 816	25 × 22 × 19	373 592 1144	10

3065	2213	7,0	2700	21,9	0,50	2,9	8,0	10,9	63 × 75,9	1560 653	25 × 22 × 19	784 1429	27
3070	2284	6,0	2400	16,7	0,27	3,8	0,7	4,5	63 × 75,9	1678 606	25 × 22 × 19	968 1316	29
3088	2260	6,0	2400	16,7	0,22	3,0	0,6	3,6	63 × 75,9	1752 508	25 × 22 × 19	304 772 1184	26
3504	2280	7,5	2700	23,5	0,44	6,5	4,0	10,5	63 × 75,9	1456 824	25 × 22 × 19	40 960 1280	17
3525	2218	7,5	2100	18,3	0,26	2,6	2,2	4,8	63 × 75,9	1580 638	25 × 22 × 19	322 522 1344	39
3582	2201	5,5	1800	11,5	0,30	2,5	1,0	3,5	63 × 75,9	1912 289	25 × 22 × 19	192 856 1153	20
3591	2133	7,5	2400	20,9	0,45	4,5	5,0	9,5	63 × 75,9	1935 198	25 × 22 × 19	40 808 1285	26
3616	2024	6,5	2100	15,8	0,17	2,1	0,6	2,7	63 × 75,9	1667 357	25 × 22 × 19	168 776 1080	60
3543	2077	8,5	3000	29,6	0,53	0,7	15,0	15,7	63 × 75,9	1400 677	25 × 22 × 19	— 896 1181	26
1363	2011	4,5	1500	7,0	0,17	1,2	—	1,2	63 × 75,9	1698 313	25 × 22 × 19	187 576 1248	13
1382	2157	7,5	2100	18,2	0,15	2,0	0,8	2,8	63 × 75,9	1502 655	25 × 22 × 19	— 1192 965	30

№ скважины	Глубина спуска, м	Параметры			Дебит, т/сутки				Конструкция колонны насосных труб		Конструкция колонны штанг		Межремонтный период работы, день
		n	S	Q _T	коэффициент наполнения	нефти	воды	жидкости	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	
3020	2122	5,5	1800	11,5	0,22	0,8	1,7	2,5	63 × 75,9	1726 396	25 × 22 × 19	178 784 1160	25
3061	2150	5,5	1800	11,5	0,19	1,7	0,5	2,2	63 × 75,9	1582 568	25 × 22 × 19	462 616 1072	24
3503	2242	6,0	1500	10,4	0,32	1,6	1,7	3,3	63 × 75,9	1420 822	25 × 22 × 19	248 754 1240	30
3510	2070	4,0	1800	9,4	0,27	1,5	1,0	2,5	63 × 75,9	1517 553	25 × 22 × 19	— 1366 704	30
3511	2202	4,5	1800	9,4	0,26	1,8	0,6	2,4	63 × 75,9	1743 459	25 × 22 × 19	258 744 1200	52
3562	2245	5,0	2100	12,2	0,22	1,3	1,4	2,7	63 × 75,9	1350 895	25 × 22 × 19	480 525 1240	23
3567	2180	7,5	2700	23,5	0,75	1,7	16,0	17,7	63 × 75,9	1445 735	25 × 22 × 19	88 832 1260	21
3573	2183	3,0	2100	7,3	0,27	1,4	0,4	1,8	63 × 75,9	1738 445	22 × 19	— 864 1168	30

3600	2010	4,0	2100	9,7	0,26	1,8	0,7	2,5	63 × 75,9	1692 318	25 × 22 × 19	— 864 1146	68
3636	2019	6,0	1800	12,5	0,31	0,9	3,0	3,9	63 × 75,9	1334 685	25 × 22 × 19	— 747 1272	23
3063	2062	6,0	1800	12,5	0,25	1,8	1,3	3,1	63	1716 346	25 × 22 × 19	320 480 1262	17

НПУ Азизбековнефть

1486	2203	7,0	1800	14,7	0,33	4,9	—	4,9	63	2203	19 × 22	640 1563	16,7
1081	2005	5,0	2100	12,2	0,35	0,3	4,0	4,3	63	2005	19 × 22	776 1229	27,0
1161	2020	5,0	3000	24,4	0,35	1,2	7,5	8,7	63	2020	19 × 22	920 1100	19
1250	2022	5,0	2400	14,0	0,41	1,6	4,4	6,0	63	2022	22 × 19	1520 502	15
1190	2014	5,0	1500	8,7	0,60	1,4	3,9	5,3	63	2014	19 × 22	624 1390	45
1292	2025	7,0	2100	17,0	0,40	0,7	6,1	6,8	63	2025	19 × 22	304 1721	29

НПУ Орджоникидзенефть

901	2003	8,0	3300	30,6	0,70	5,8	15,7	21,5	63	1904 99	22 × 19	1863 140	20
584	2127	8,0	2700	25,0	0,26	2,5	4,0	6,5	63	2127	22 × 19	1341 786	15

Примечание. Тип насосов во всех случаях принят НГВ-1 диаметром 32 мм.

время отечественной промышленностью, увеличить грузоподъемность с 10 тыс. до 13—13,5 тыс. кг и соответственно изменить систему уравновешивания, то можно достичь следующей производительности глубиннонасосных установок из глубоких скважин: с глубины 3000 м 16 м³/сутки при $\sigma_{пр} = 10 \text{ кг/мм}^2$ и 25 м³/сутки при $\sigma_{пр} = 12,5 \text{ кг/мм}^2$; с глубины 3500 м 11 м³/сутки при $\sigma_{пр} = 10 \text{ кг/мм}^2$ и 20 м³/сутки при $\sigma_{пр} = 12,5 \text{ кг/мм}^2$.

Рассматривая приведенные данные, можно сделать вывод о том, что существующими станками-качалками (без их переделки) с глубины 3200 м можно отбирать примерно 20 м³/сутки жидкости, а для отбора 30 м³/сутки и более с глубины 3500 м следует изготовить разработанные АЗИНМАШ сверхмощные станки-качалки грузоподъемностью 16 Т крутящим моментом $M_{кр} = 10\,000 \text{ кгм}$.

Напряжения для штанг $\sigma_{пр}$ требуются 10—12,5 кг/мм² исходя из существующей конструкции и материала изготовления выпускаемых отечественной промышленностью штанг. Следовательно, увеличение $\sigma_{пр}$ до 20—25 кг/мм² вызывает необходимость конструирования и изготовления высокопрочных насосных штанг.

Следовательно, глубиннонасосная эксплуатация глубоких скважин (глубиной более 3000 м и с дебитом более 30 м³/сутки) при существующем отечественном оборудовании практически затрудняется и становится менее рациональной, чем фонтанно-компрессорная и бештанговая — насосная.

Не останавливаясь здесь на общеизвестной конструкции глубинных насосов, отметим, что для эксплуатации глубоких скважин рекомендуются длинноходовые (4,5—6,0 м) глубинные насосы вставного типа размером в основном 28 и 32 мм.

Так как цилиндр насоса состоит из втулок стандартной длины, то для длинноходовых (длина хода полированного штока 6 м) насосов их количество доходит до 27.

Использование насосов вставного типа для глубоких скважин очень важно с точки зрения сокращения времени на спуско-подъемные операции.

Из табл. 10, по Л. Н. Адонину, в которой приведены расчеты по производительности глубиннонасосной установки для глубоких скважин, явствует, что отборы порядка 20—25 м³/сутки могут быть достигнуты с глубин 3000—3200 м¹ насосами 28—32-мм при длинах ходов 3—6 м и числах качаний 6—10 в минуту.

Известно, что глубинные насосы в настоящее время выпускаются трех классов точности (группы пригонки или группы посадки плунжера в цилиндре насоса): I класс (тугая посадка, тугая пригонка) — зазор между плунжером и цилиндром 20—70 мк; II класс (средняя посадка, средняя пригонка) — 70—120 мк; III класс (слабая посадка, слабая пригонка) — 120—170 мк.

¹ Следует заметить, что мы имеем в виду не вообще глубины скважин, а глубины стояния статических уровней и высоты подъема жидкости.

Какого класса точности выбрать глубинный насос для эксплуатации глубоких скважин? Это зависит от глубины скважины, вязкости добываемой нефти, количества и минералогического состава пластовой воды, количества и гранулометрического состава добываемого песка и других факторов.

Исходя из анализа характеристики скважин, эксплуатирующихся глубинными насосами с подвеской более 2000 м, на площадях Азербайджана можно рекомендовать для эксплуатации глубоких скважин насосы 28—32-мм II класса точности (табл. 11).

Спускать насосы малого диаметра в глубокие скважины предпочтительнее на насосно-компрессорных трубах диаметром 50,3 мм, так как при этом над плунжером создаются достаточно высокие

Таблица 12

Параметры работы глубиннонасосной установки		$S_0 = 2,1 \text{ м; } n = 12 \text{ кач/мин}$			$S_0 = 3,3 \text{ м; } n = 12 \text{ кач/мин}$			
Конструкция	Диаметр глубинного насоса	—	28	32	43	28	32	43

Глубина спуска глубинного насоса, м

Одноступенчатые	Диаметры штанг, мм	16	1860	1660	1180	1600	1450	1080
		19	2090	1885	1420	1765	1625	1260
		22	2290	2060	1640	1900	1750	1440
		25						

Длина ступеней колонны, % к общей глубине спуска

Двухступенчатые	Диаметры штанг, мм	19	34	38	53	32	35	47
	Глубина спуска, м	—	66	62	47	68	65	53
	Диаметры штанг, мм	22	27	30	40	27	29	37,5
	Глубина спуска, м	19	73	70	60	73	71	62,5
	Диаметры штанг, мм	25	—	—	—	—	—	—
	Глубина спуска, м	22	—	—	—	—	—	—

Длина ступеней колонны, % к общей глубине спуска

Трехступенчатые	Диаметры штанг, мм	22	—	24	39	24	26	36
	Глубина спуска, м	19	—	32	44	26	29	39
	Диаметры штанг, мм	16	—	44	17	50	45	25
	Глубина спуска, м	—	—	2590	1850	2500	2270	1685
	Диаметры штанг, мм	25	—	23	31	20	22	28
	Глубина спуска, м	22	—	26	34	22	24	31

скорости восходящего потока, обеспечивающие вынос песка. Однако из-за недостаточной прочностной характеристики 50,3-мм труб глубинные насосы в глубокие скважины обычно спускают на 63-мм трубах либо на комбинированных трубах 75,9×63 мм.

В этом случае легче составить ступенчатую колонну насосных штанг (22×19 мм) для эксплуатации глубоких скважин. Так как насосные штанги являются наиболее слабым звеном глубинно-

насосной установки, для нормальной эксплуатации глубоких скважин (без частых обрывов) рекомендуются легированные штанги либо углеродистые марки 40у, закаленные ТВЧ.

В табл. 12 АзНИИ ДН приводятся рекомендуемые глубины спуска насосов (28, 32, 43 мм) на штангах марки 40у, закаленных токами высокой частоты (ТВЧ).

Глубинный вставной насос типа НГВ2 диаметрами 28 и 32 мм для глубин 2500—3000 м

Насос НГВ2-28-32 [103] представляет собой вертикальный вставной штанговый насос одностороннего действия с подвижным плунжером.

В отличие от насоса НГВ1, в насосе НГВ2 (рис. II.15) нагрузка от веса столба жидкости в трубах при ходе вниз восприни-

мается замковой опорой. Следовательно, при ходе плунжера вниз в насос НГВ2 кожух разгружается от растягивающих усилий. Достигается это переносом узла замковой опоры в нижнюю часть цилиндра. Во избежание забивания кармана между неподвижным цилиндром и подъемными трубами последний в верхней части заменен эластичными манжетами, перекрывающими этот карман.

Максимальная глубина спуска насоса НГВ2-28-32 составляет 3000 м. Опрессовывается насос на заводе на 300 ат. Плунжер насоса выполняется с гладкой поверхностью, с винтовой канавкой или с кольцевыми канавками и цилиндрической расточкой в верхней части со скошенным внутрь концом («пескобрей»). Начальный зазор между парой цилиндр — плунжер принят таким же, как и в других насосах. Запас длины хода плунжера 730 мм. В скважину насос рекомендуется опускать на комбинированных трубах 50,3×63 мм (по ГОСТ 633—50) и ступенчатой колонне штанг: 19-мм — 70% и 22-мм — 30%.

Насос описанной конструкции успешно применяется на промыслах НПУ Азизбековнефть, Орджоникидзенефть и им. 26 бакинских комиссаров.

Теоретическая производительность насоса при $n=10$ в минуту и коэффициенте подачи насоса, равном 1, приведена в табл. 13, а габаритные размеры насоса (без замковой опоры) в табл. 14.

Таблица 13

Длина хода плунжера, мм	Число втулок	Теоретическая производительность (в м ³ /сутки) при диаметре плунжера, мм	
		28	32
1800	13	16,0	21,0
2100	14	19,0	24,5
2400	15	21,5	28,0
3000	17	27,0	35,0

Таблица 14

Длина хода плунжера, мм	Наружный диаметр насоса, мм	Длина насоса, мм	Вес (в кг) при диаметре плунжера, мм	
			32	28
1800	48,2	4838	46,5	42,0
2100	48,2	5158	49,2	44,5
2400	48,2	5458	52,0	47,0
3000	48,2	6058	58,0	51,5

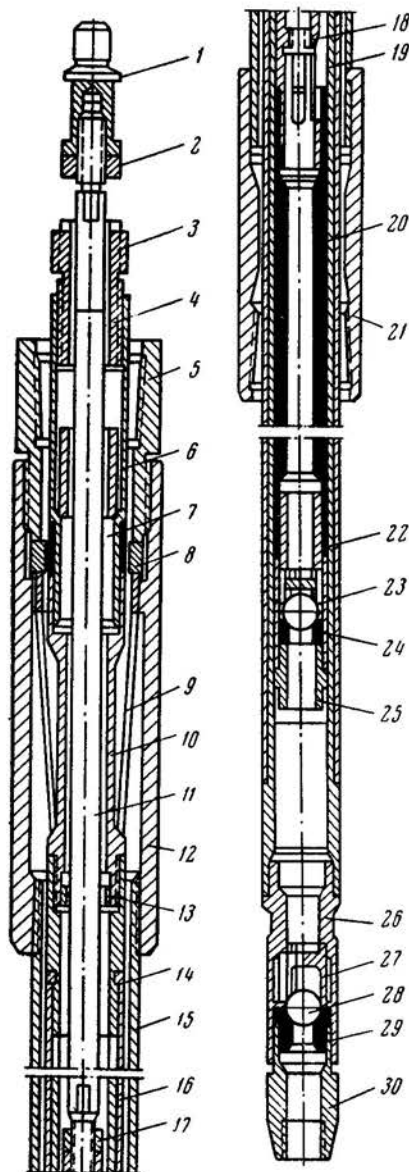


Рис. II.15. Глубинный штанговый насос НГВ1, вставной и с опорой наверху.

1 — переводник штока; 2 — контргайка; 3 — направляющий nipple; 4 — корпус конуса; 5 — переводник; 6 — противососочный клапан; 7 — конус уплотняющий; 8 — опорное кольцо; 9 — пружинный якорь; 10 — упорный nipple; 11 — шток; 12 — опорная муфта; 13 — упор; 14 — переводник цилиндра; 15 — рубашка опоры; 16 — кожух; 17 — контргайка; 18 — клетка плунжера; 19 — втулка; 20 — плунжер «пескобрей» с канавками; 21 — направляющая муфта; 22 — корпус клапана; 23 — стакан клапана; 24 — седло клапана; 25 — наконечник; 26 — корпус клапана; 27 — стакан клапана; 28 — шарик; 29 — седло клапана; 30 — наконечник-конус

Глубинный насос НГВІ-38-4500-3500

Бюро глубинных насосов АзНИИ ДН сконструировало, а завод им. Ф. Дзержинского (Баку) освоил выпуск вставных глубинных насосов НГВІ-38-4500-3500 диаметром 38 мм и длиной хода 4500 мм, предназначенных для освоения и эксплуатации глубоких скважин с глубиной подвески насосов до 3500 м.

Как и у всех вставных насосов, у НГВІ-38-4500-3500 замок расположен в верхней части [72]. Это вертикальный плунжерный насос одинарного действия с неподвижным цилиндром и шариковыми клапанами. Насос состоит из двух основных узлов: цилиндра и плунжера. Цилиндр состоит из 22 азотированных втулок, стянутых в кожухе переводниками. Торцы втулок и переводников в местах сопряжения обработаны с особой тщательностью и точной подгонкой. Это обеспечивает герметичность цилиндра насоса при внутреннем гидравлическом давлении 500 ат.

Сдвоенный всасывающий клапанный узел присоединен к нижнему концу цилиндра, а замковый узел, предназначенный для удержания насоса в замковой опоре, к верхнему концу цилиндра. Плунжер насоса выполнен из стали и хромирован по наружной поверхности. К нижнему концу плунжера присоединяется сдвоенный нагнетательный клапанный узел, а к верхнему — клетка плунжера. К последней присоединен шток, оканчивающийся специальным переводником для присоединения к насосным штангам.

Замковая опора снабжается опорным кольцом, изготовленным из нержавеющей стали. Конус замкового узла насоса при посадке его упирается в конусную герметизирующую фаску опорного кольца. Цилиндр насоса от перемещения при давлении плунжера вверх удерживается пружинным якорем замковой опоры.

В связи с тем, что насос НГВІ-38-4500-3500 предназначен для работы на больших глубинах и под воздействием больших сминающих давлений может деформироваться, стенки кожуха, насоса и некоторые детали имеют большую толщину, чем в обычных насосах; в узлах и деталях насоса используются более прочные материалы.

Испытание такого насоса в скв. 253 на первом промысле НПУ Карадагнефть дало положительные результаты. При подвеске 2800 м насос проработал без осложнений 30 дней, подавая 10 м³/сутки жидкости (дебит скважины при компрессорном способе добычи нефти 4—5 м³/сутки) при параметрах: $S=3,1$ м; $n=4,5$ в минуту.

Такая глубина спуска глубинных насосов впервые была достигнута в указанной скважине.

Технические данные насоса НГВІ-38-4500-3500 следующие.

Условный диаметр насоса, мм	38
Производительность (при $S=4,1$ м с учетом потерь длины хода, числе двойных ходов в минуту $n=6$ и коэффициенте подачи 0,75), м ³ /сутки	30

Наибольшая глубина спуска, м	3500
Максимальная длина хода плунжера l , мм	4500
Запас длины хода плунжера, мм	690
Давление гидравлической опрессовки, ат	500
Диаметр подъемных труб, мм	63

Размеры насоса (без замковой опоры):

наибольший наружный диаметр D , мм	59,7
длина (в сомкнутом состоянии) l_1 , мм	7690
наибольший наружный диаметр замковой опоры l_2 , мм	4015
вес насоса (без замковой опоры), кг	101,5

Насос для эксплуатации глубоких скважин с вязкопластичным уплотнением зазора между плунжером и цилиндром¹

Эксплуатация глубинными насосами глубоких сильно песчаных скважин осложняется присутствием песка, который, абразивно воздействуя на пару плунжер — цилиндр и клапанные узлы, быстро выводит их из строя. Вследствие частых спуско-подъемных операций для замены изношенных деталей сокращается межремонтный период работы глубоких скважин, снижается общая добыча нефти из них, повышается себестоимость.

В целях удлинения срока службы глубинных насосов в глубоких сильно песчаных скважинах разработана конструкция глубинного насоса, который отличается от известных тем, что верхняя обойма плунжера, имеющая сообщение с полостью корпуса цилиндра, размещена над неподвижной обоймой и имеет возможность продольно перемещаться относительно трубы плунжера.

Для обеспечения герметизации полости между плунжером и цилиндром она дополняется вязкопластичной жидкостью. В верхней части насоса размещено пружинно-подвесное устройство, корпус которого жестко связан с трубой плунжера. Внутри корпуса размещена пружина, имеющая возможность прижимать верхнюю обойму к неподвижной обойме через ряд трубчатых деталей.

Насос работает следующим образом (рис. II.16). Цилиндр насоса 2 спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах 1 на соответствующую глубину. Затем на штангах спускают плунжер 3 с емкостью А, заполненной вязкопластичной уплотнительной жидкостью. Во время спуска плунжера 3 верхняя обойма 4 и свинченные с ней детали находятся в положении, показанном на рис. II.16, благодаря этому рабочая камера вязкопластичного уплотнения закрыта. В этом положении шпоночные выступы захватного кольца 5 находятся в фигурных пазах корпуса 6 в положении В (см. развертку, рис. II.16а).

На конечном отрезке спуска плунжера наружная фаска Г головки 7 упирается на внутреннюю фаску Д упорной гайки 8. Движение вниз головки 7 и соединенных с ней деталей (рубашки 9,

¹ Конструкции А. Д. Амирова, М. И. Ахмедова, Ю. В. Зайцева и др.

верхней обоймы 4, стакана 10 и захватного кольца 5) прекращается, а плунжер 3 вместе с муфтой 11, нагнетательным клапаном узлом 12, нижней обоймой, направляющей втулкой 13, корпусом 6, пружиной 14 и присоединительной клеткой 15 продолжает перемещаться вниз до тех пор, пока нижний торец E_1 корпуса 6 не упрется в верхний торец E_2 ранее остановившейся головки 7.

В результате такого относительного перемещения пружина 14 получает наибольшее сжатие, а шпоночные выступы Ж захватного кольца 5 занимают в фигурных пазах Б корпуса 6 положение B_2 , при котором между верхними наружными кромками шпоночных выступов Ж и верхними внутренними кромками фигурных пазов Б остается зазор.

Благодаря этому при крайнем нижнем положении плунжера 3 в цилиндре насоса 2 нагрузка от собственного веса насосных штанг действует не на шпоночные выступы захватного кольца 5, а на корпус 6, головку 7, упорную гайку 8 и переводник 16, присоединенный к насосно-компрессорным трубам 1.

Осуществив спуск плунжера 3 в цилиндр насоса 2 вниз до упора, производят подъем плунжера 3 в нормальное рабочее положение.

В результате шпоночные выступы захватного кольца 5 из положения B_2 переходят в положение B_3 (в фигурных пазах корпуса 6), пружина 14 несколько разжимается, но продолжает находиться в несколько сжатом состоянии, что надежно фиксирует положение B_3 шпоночных выступов, при котором они упираются

в закрытые нижние вертикальные участки фигурных пазов Б. Так как в зафиксированном пружинной 14 положении B_3 шпоночные выступы расположены в корпусе 6 выше исходного положения B_1

на величину l_1 , то все детали узла (стакан 10, головка 7, рубашка 9 и верхняя обойма 4) оказываются смещенными вверх на величину l относительно трубы плунжера 3 и нижней обоймы 13. Относительным перемещением l верхней обоймы 4 в ее рабочее, подвешенное (и зафиксированное пружинной 14) положение определяется величина открытия рабочей камеры вязкопластичного уплотнителя.

Возвращения шпоночных выступов в исходное положение B_1 , при котором рабочая камера вязкопластичного уплотнителя закрыта, при повторных опусканиях плунжера 3 вниз до упора уже не происходит. Этому способствует наличие в фигурных пазах Б корпуса 6 специальных скосов 3, которые направляют шпоночные выступы Ж из положения B_2 в положение B_3 .

Перезарядка пружинно-подвесного устройства (иначе говоря, возвращение шпоночных выступов захватного кольца 5 в исходное положение B_1) производится на поверхности слесарем-оператором.

После открытия рабочей камеры вязкопластичного уплотнения дальнейшая работа насоса описанной конструкции в скважине существенно не отличается от работы серийных трубных насосов.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ РАЗРАБОТКА ПАРАМЕТРОВ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

На основе анализа проводки, освоения и эксплуатации нескольких сотен глубоких и сверхглубоких скважин на различных площадях Азербайджана, а также с учетом перспективы нами разработаны примерные технологические основы и параметры будущего оборудования для бурения и эксплуатации глубоких и сверхглубоких нефтегазовых скважин.

Современный уровень и перспективы развития нефтегазодобывающей промышленности с учетом открытия и ввода в промышленную разработку глубокозалегающих пластов предъявляют к нефтяному машиностроению повышенные требования.

Современная буровая техника и опыт новаторов сверхглубокого бурения показывают, что существующими буровыми установками Уралмашзавода возможно безаварийное бурение скважин глубиной до 5000 м, причем максимальная глубина достигнута на площади Шахова Коса в буровой № 7 (6030 м). Расчеты показывают, что современными установками Уралмашзавода за счет упрощенной компоновки буровой колонны (например, ступенчатой 114×140-мм) можно пробурить и более глубокие скважины (6000—7000 м). Ограничивающими моментами в данном случае, как известно, являются не только мощность буровой лебедки У-2-4-5, грузоподъемность вышки ВМ-53-300 и производительность насосов У-8-7, а и прочностная характеристика бурильных и обсадных труб.

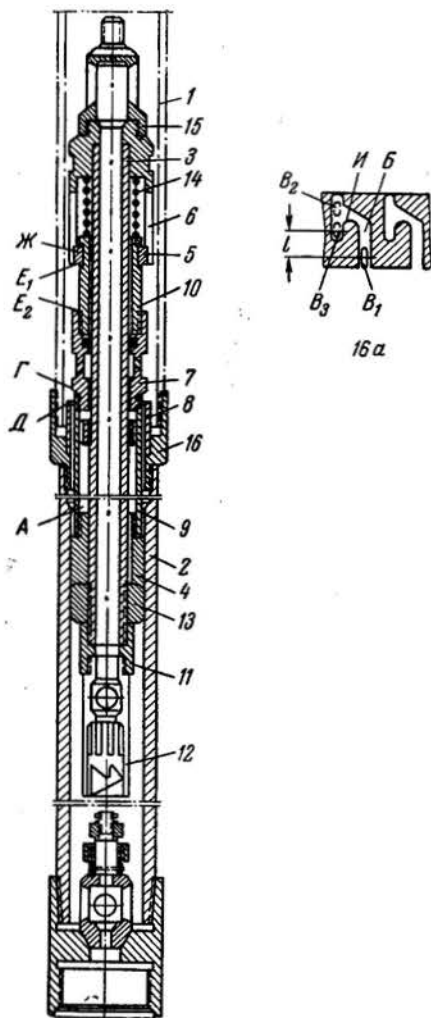


Рис. 11.16. Насос для эксплуатации глубоких скважин с вязкопластичным уплотнением зазора между плунжером и цилиндром.

а — развертка детали 3.

в закрытые нижние вертикальные участки фигурных пазов Б. Так как в зафиксированном пружинной 14 положении B_3 шпоночные выступы расположены в корпусе 6 выше исходного положения B_1

С точки зрения дальнейших перспектив развития техники буровых работ на больших и очень больших глубинах, очевидно, потребуется создание совершенно новых сверхмощных буровых установок с полной механизацией их монтажа и демонтажа (крупными блоками).

Новый грязевой насос при значительно меньших габаритах и весе должен развивать давление не менее 250—300 ат с производительностью 36—52 л/сек. На такое же давление должны быть рассчитаны грязевые рукава, компенсаторы, вертлюги и манифолды.

В системе приводов буровых установок в дальнейшем должны получить широкое применение газотурбины и турботрансформаторы.

Буровая вышка, талевый механизм, ротор и весь инструмент должны быть рассчитаны на нагрузку не менее 400—500 т на крюке.

При создании новых буровых установок особое внимание должно быть уделено автоматизации спуско-подъемных операций, максимальной механизации вышккомонтажных и вспомогательных работ, автоматизации подачи долота на забой, непрерывному дистанционному автоматическому контролю за его работой, а также параметрам глинистого раствора и цементировочных работ.

При этом должны быть проведены работы по усовершенствованию гидроциклонных установок, сито-конвейеров, желобной системы и прочего оборудования глинохозяства для нужд глубокого и сверхглубокого бурения.

Наиболее слабым звеном в буровом оборудовании и инструменте следует считать долото. Если буровые установки за последние годы претерпели значительные усовершенствования, то долото ни по конструкции, ни по качеству изготовления, ни по износостойкости существенно не изменилось.

Следует отметить, что, как показывает анализ, в большинстве случаев изнашивается не само долото и его шарошки, а опоры, разрушающиеся при незначительных осевых нагрузках.

Промышленные испытания алмазных долот фирмы «Кристиансен», а также отечественных с применением естественных и искусственных алмазов на больших глубинах (на площадях Карадаг и Зыря) показали их несравненные преимущества перед долотами трехшарошечными.

Не предвещая вопроса о типе и конструкции долота, мы, с точки зрения современных требований бурения, можем лишь констатировать неотложную необходимость создания долот, которые на глубинах 4000—5000 м дадут проходку не менее 150—200 м за долбление и примерно такую же эффективность на больших глубинах.

В связи с наметившейся тенденцией к увеличению объемов бурения скважин уменьшенных диаметров необходимо создать высокопрочные долота № 9, 8, 7, 6 и 5.

В связи с этим следует непрерывно совершенствовать конструкции турбобуров, в том числе секционных, с учетом работы на утяжеленных и сверхутяжеленных растворах (до плотности 2,35—2,50 г/см³) и бурения малогабаритных сверхглубоких скважин.

Опыт проводки экспериментальной конторой электробурения глубокой скв. 3200 (площадь Шихово) и сверхглубокой скв. 230 (площадь Карадаг) указывает на значительные возможности этого безусловно прогрессивного способа бурения на больших глубинах.

Сравнительные данные по проходке глубокозалегающих интервалов в скв. 230 турбобуром, ротором и электробуром свидетельствуют о явных преимуществах последнего.

Аналогичные примеры можно привести по площадям Туркмении, Поволжья, Татарии и Башкирии.

При освоении ряда скважин на разведочных площадях Азербайджана были зафиксированы рабочие давления на устье, превышающие 300 ат.

Такие давления, очевидно, будут иметь место при вводе в промышленную разработку глубокозалегающих пластов и на площадях Азербайджана и других районов страны.

В связи с этим настоятельно необходимо создание конструкций автоматически управляемых дистанционно (с электрическим или пневматическим приводом) малогабаритных превентеров и фонтанных арматур, рассчитанных на рабочее давление 500—600 ат в ближайший период и 800—1000 ат — в дальнейшем.

С целью искусственного воздействия на глубокозалегающие пласты необходимо создать конструкции высокопроизводительных компрессоров и центробежных насосов высокого давления.

С учетом особенностей сверхглубоких залежей должны быть созданы также рассчитанные на большие давления конструкции высокопроизводительных агрегатов для тампонажных работ и гидроразрыва пласта, а также специальное оборудование.

В настоящее время предельная глубина эксплуатируемых глубинными насосами скважин на бакинских промыслах не превышает 2200—2400 м. В то же время в связи с дальнейшим падением пластовых давлений и уровней в скважинах на ряде месторождений требуется перевод скважин с компрессорной эксплуатации на глубиннонасосную.

В зарубежной практике известны примеры эксплуатации глубинными насосами скважин глубиной 3000 м и более.

Такие установки (станки-качалки, глубинные насосы и штанги) необходимо создавать и для эксплуатации скважин на бакинских промыслах, вначале для глубин 3000—5000 м, а затем и ниже.

За последнее время благодаря осуществлению целого комплекса мероприятий коллективами завода им. Дзержинского, Бюро глубинных насосов АзНИИ ДН и промысловиками в целом по Азербайджану средний срок службы глубинных насосов доведен до 65—66 дней.

Необходимо создать новые конструкции высокопрочных глубинных насосов всей гаммы типоразмеров со сроком службы не менее 120—180 дней в присутствии песка, с широким использованием для изготовления насосов и их деталей износостойчивых материалов (пластмассы, капрона, лавсана и др.).

Станки-качалки для эксплуатации глубоких и сверхглубоких скважин должны быть малогабаритными и высокопроизводительными, с длиной хода полированного штока порядка 6—9, а в дальнейшем и 12—15 м, с допускаемой нагрузкой на головку балансира 15—20 т, с гидравлическим или пневматическим уравновешиванием и дистанционным автоматическим управлением.

Известно, что слабым звеном в глубиннонасосной эксплуатации являются насосные штанги.

С учетом возрастающих глубин применения насосных штанг и других факторов, усложняющих условия их работы (увеличение цикличности знакопеременных нагрузок, повышение коррозионного воздействия и т. д.), необходимо организовать производство штанг из более прочных марок сталей, возможно, и из других материалов, с одновременным осуществлением комплекса мероприятий по их дальнейшему упрочнению (термодиффузионное цинкование, закалка токами высокой частоты и т. д.).

Широкое применение в дальнейшем должны найти электроцентробежные и гидropоршневые насосы.

Диапазоны выпускаемых типоразмеров электроцентробежных насосов должны быть расширены, имея в виду увеличение отборов жидкости по форсируемым скважинам и эксплуатацию электронасосами сверхглубоких скважин.

При создании новых типов и конструкций станков-качалок, глубинных, погружных и электроцентробежных насосов, насосных штанг должны быть учтены также требования форсированного отбора жидкости из сильно обводненных пластов и скважин, а также совместной эксплуатации двух пластов одной скважиной.

Создание высокопрочных труб из специальных сталей с термообработкой концов позволит осуществлять спуск одноразмерных насосно-компрессорных колонн на глубину 4500—5000 м, а также ступенчатых колонн различной комбинации.

Считая явно нерациональным и небезопасным двух- и трехсторонний отбор жидкости и газа из сверхглубоких скважин, тем более в присутствии песка, необходимо создание нового типоразмера труб пропускной способностью до 150 т/сутки жидкости и до 1 млн. м³/сутки газа; допускаемая глубина спуска такой одноразмерной колонны 4000—5000 м, а в перспективе — до 6000—7000 м.

Учитывая большую глубину скважин, а следовательно, и большой вес колонны стальных насосно-компрессорных труб, должны вестись изыскания новых, легких по весу и прочных по качеству материалов для изготовления насосно-компрессорных труб — гетнакс, алюминий, легкие сплавы и др.

Особое внимание должно быть уделено созданию обсадных труб высокой прочности для компоновки колонн: технических, подлежащих спуску до глубин 3500—5000 м, промежуточных до 10 000—12 000 м с учетом развития рабочих давлений на устье 500—1000 ат. Учитывая большие потери глубоких и сверхглубоких скважин вследствие протирания колонн в процессе бурения либо их смятия в процессе освоения и эксплуатации, необходимо тщательно рассчитать все возможные нагрузки на колонны (сумма горного и гидростатического давлений, величина опорожнения при испытаниях и освоении и т. д.).

С учетом зарубежного опыта следует разработать конструкции и типоразмеры бурильных колонн равнопроходного сечения, используемых после окончания процесса бурения как обсадные и подъемные колонны.

Глава III

ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПЛАСТОВ С ПОВЫШЕННЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Расширение объемов работ по бурению на глубокие и сверхглубокие нефтегазоносные пласты неразрывно связано с развитием техники и технологии вскрытия этих пластов, обеспечивающих безаварийное (без выбросов, открытых фонтанов, грифонов и прихватов) завершение всех работ по проводке скважин, исследованием пластов и скважин, освоением и вводом их в нормальную эксплуатацию.

Техника и технология вскрытия глубоководных пластов с ожидаемыми аномально высокими давлениями должны быть тесно увязаны с геологической и физико-технической характеристиками пластов, особенно в интервалах, вскрываемых конкретными скважинами. Строгое соблюдение условий вскрытия пластов предопределяет успешное завершение работ по бурению и освоению скважин, получение из них проектируемых дебитов, а также достижение расчетной приемистости для категории нагнетательных скважин.

При вскрытии глубоководных нефтегазоносных пластов на практике обычно встречается два случая: а) вскрывается высокопродуктивная залежь с большим начальным пластовым давлением; б) вскрывается мало- или среднепродуктивная истощенная залежь с незначительным начальным пластовым давлением.

В комплексе вопросов по безаварийному и успешному вскрытию глубоководных нефтегазоносных пластов наиболее важными являются: 1) выбор и рецептура промывочной жидкости; 2) расположение колонны в стволе скважины; 3) конструкция забоя (низа эксплуатационной колонны); 4) процесс цементирования и высота подъема цемента; 5) методы вскрытия пласта с обсаженной и зацементированной колонной (методы перфорации); 6) оборудование устья скважин (в процессе бурения, при работах по перфорации, в процессе освоения и эксплуатации скважин); 7) осложнения в процессе проводки скважин и др.

Рассмотрим каждый из этих факторов в отдельности и в их взаимосвязи применительно к условиям глубоководных пластов.

Известно, что нефтяная и газовая скважина представляет сложное гидротехническое сооружение стоимостью от нескольких

десятков тысяч до нескольких сотен тысяч рублей, а в морских условиях — от одного миллиона рублей и выше. При помощи скважины осуществляются: связь нефтегазового пласта с поверхностью земли; добыча нефти и газа в количествах, предусмотренных технологическим режимом; закачка в пласты воды или сжатого газа (воздуха) при осуществлении процессов искусственного воздействия на залежь и вторичных методов добычи нефти; глубинные исследования в процессе бурения, освоения и эксплуатации для изучения параметров пласта и скважины, их динамики во времени; в скважинах осуществляются различные ремонтные работы (текущие и капитальные), связанные с ремонтом колонн, закрытием посторонних вод, извлечением аварийного подземного оборудования, ликвидацией песчаных, железистых и других пробок.

Нефтяная и газовая скважина служит многие годы, а в условиях многопластовых месторождений — многие десятилетия. Поэтому в процессе бурения, вскрытия нефтегазосодержащих пластов и освоения скважин должны тщательно соблюдаться технические и технологические условия ведения работ. Малейшее пренебрежение ими либо нарушение технических и технологических правил проводки, вскрытия пластов и освоения скважин может не только привести к потере скважин и человеческим жертвам, но и гибельно отразиться на состоянии всей залежи.

Основным условием сокращения сроков освоения скважин, получения из них высоких дебитов, а также достижения требуемой по расчету приемистости нагнетательных скважин является тесная взаимосвязь процессов бурения и освоения скважин.

Таким образом, основные требования к процессу вскрытия глубоководной нефтегазовой залежи сводятся к разработке и осуществлению мероприятий по: а) предупреждению выбросов, открытых фонтанов, грифонов, пожаров и других осложнений; б) предупреждению интенсивного поглощения промывочной жидкости пластами (уменьшению фильтрации, водоотдачи в пласт, глинизации пласта и закупорки пор пласта); в) вскрытию пласта по глубине и диаметру проникновения скважины в пласт, обеспечивающему длительную безводную эксплуатацию скважин; г) всемерному сокращению сроков проходки собственно нефтегазоносного пласта, его исследования, спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования; прихваты бурильных (либо насосно-компрессорных) труб, сломы и смятия эксплуатационных колонн, грифообразование, прорывы посторонних вод и другие осложнения.

Во втором случае, наоборот, могут иметь место интенсивное поглощение дренированным (истощенным) пластом промывочной жидкости, глинизация пор и всей призабойной зоны пласта, закупорка их гематитом (баритом), выпадающим в пластовых условиях из рабочей жидкости, смятие и слом колонн из-за создаваемых больших депрессий с целью вызова притока жидкости и др.

В основу всех мероприятий по безаварийной проводке скважин, вскрытию пласта в процессе бурения (и затем перфорации), спуску и цементажу эксплуатационных колонн, их освоению и вводу в эксплуатацию должен быть положен инженерный расчет, базирующийся на данных теории и практики, детальном изучении геолого-технической характеристики данного и аналогичного месторождений, учитывающем возможные проявления, порывы колонн, грифонообразования и другие осложнения.

ВЫБОР И РЕЦЕПТУРА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Правильный выбор промывочной жидкости и рецептуры ее компонентов имеет решающее значение для успешной проводки скважин, а также для успешного их освоения и запуска в эксплуатацию. Поэтому выбору промывочной жидкости, ее химической обработке, непрерывному контролю за ее качеством в процессе бурения, особенно при вскрытии основного нефтегазоносного пласта (либо других, вышележащих нефтегазоносных пластов), следует уделять особое внимание.

Известно, что основной промывочной жидкостью при бурении нефтяных и газовых скважин является глинистый раствор нормальный ($1,16—1,21 \text{ г/см}^3$), либо утяжеленный ($1,8—2,5 \text{ г/см}^3$). В ряде случаев на практике в качестве промывочной жидкости применяется чистая вода и аэрированная (газированная) жидкость.

На всех этапах проводки скважин, включая процессы цементирования, перфорации и освоения, промывочные жидкости должны удовлетворять следующим требованиям.

1. В процессе бурения до вскрытия продуктивных пластов — предотвращать осыпи, обвалы, сужение и размыв ствола, образование каверн, выбросов и прорывов воды и газа, обеспечивать полный вынос на поверхность всей выбуриваемой породы.

2. При прохождении нефтегазоносных продуктивных пластов обеспечивать безопасность проходки, предотвращать выбросы, потерю циркуляции, прихваты, сохранять естественную проницаемость этих зон.

3. При цементировочных работах быть нейтральными по отношению к цементным растворам и сохранять естественную проницаемость продуктивных горизонтов.

4. При перфорации скважин не проникать в больших количествах в пласт, предотвращать глинизацию призабойной зоны и ухудшение естественной проницаемости пластов.

5. При турбинном бурении (в дополнение к указанным требованиям) промывочные жидкости, являющиеся энергоносителем, должны иметь необходимые свойства для привода в действие турбобура.

Недостаточное внимание к качеству и рецептуре глинистых растворов отрицательно отражается на состоянии призабойной зоны, приводит к проникновению в пласт больших количеств воды, а в случае трещиноватости пород — и глинистого раствора, что в сильной степени усложняет запуск и освоение скважин.

В ряде случаев становится невозможным освоение скважин и вызов притока жидкости из них либо дебит их бывает заниженным.

При прохождении дренированных участков, фильтруясь в пористой среде, вода из призабойной зоны проникает в более отдаленные зоны пласта. Соприкасаясь с частицами породы и пластовой жидкости, эта вода вступает с ними в физико-химическое взаимодействие.

Эти и другие физико-химические явления, происходящие при проникновении посторонней воды в пласт, снижают фазовую проницаемость для нефти. В отношении кварцевых песков, из коих сложено большинство нефтяных пластов, отфильтровавшаяся из глинистого раствора вода рассматривается как смачивающая среда. Посторонняя вода, попадая в нефтяной пласт, вытесняет нефть из песков вокруг ствола скважины.

Закупорка пор пласта отфильтровавшейся из глинистого раствора водой резко ухудшает проницаемость пласта, удлиняет сроки освоения скважин либо снижает их дебит.

Обратное извлечение на поверхность глинистого раствора, воды, гематита (барита), попавших в пласт в течение нескольких часов, может занять многие месяцы.

На практике бывает немало случаев, когда скважины, пробуренные утяжеленными растворами, не поддаются освоению. В других случаях проникшая в пласт посторонняя вода (в процессе бурения, освоения, промывки пробок) образует с нефтью эмульсию. Извлечение на поверхность посторонней воды и эмульсии также представляет большие трудности.

Посторонняя вода отрицательно сказывается на запуске и освоении скважин также и потому, что под влиянием этой воды происходит физическое изменение породы (например, разбухание глин). В главе I указывалось, что большинство глубоководных нефтегазоносных пластов в Азербайджане сложено переслаивающимися пропластками глин и песков, а в ряде случаев выражено смешанной глинисто-песчаной фацией. Попавшая в пласт посторонняя вода, взаимодействуя с частицами глины, вызывает их набухание и, как следствие, закупорку пор, сужение каналов и резкое ухудшение проницаемости пласта.

Не останавливаясь на вопросах выбора промывочных жидкостей для проходки сильно дренированных зон с небольшим пластовым давлением, рассмотрим качественные требования к растворам, применяемым для бурения на глубоководные нефтегазоносные пласты с повышенным давлением.

Как правило, бурение на глубокозалегающие пласты, в которых ожидаемое начальное пластовое давление выше гидростатического, ведется химически обработанными глинистыми растворами повышенной плотности либо утяжеленными. Повышение плотности глинистого раствора и его утяжеление достигаются добавкой к нему молотых размельченных инертных материалов (гематита, барита, кокса и др.).

Бурение сверхглубоких скважин, развернутое в последние годы на площадях Азербайджана, Украины, Туркмении, Кубани, Ставрополя, ЧИАССР, Куйбышевской области и других районов страны, ведется в основном утяжеленными глинистыми растворами, что предотвращает нефтегазопроявления, выбросы, открытые фонтаны и другие осложнения.

Для утяжеления глинистого раствора к нему добавляют барит либо молотую гематитную руду. Чем выше требуется повысить плотность глинистого раствора, тем больше добавляют в него гематита.

Так, например, в 1 м³ глинистого раствора плотностью 2,2 г/см³ содержится 60% утяжелителя (по объему). При этом, чтобы поддерживать такое количество утяжелителя во взвешенном состоянии, в растворе должно быть не менее 10% глины (по объему). Таким образом, общий объем твердой фазы в таком глинистом растворе составляет 70% и жидкой (воды) 30%.

Однако раствор такой плотности в процессе бурения быстро загустевает, вследствие имеющей место фильтрации воды из раствора в пласт, а также за счет обогащения глинами проходимых пород; вязкость глинистого раствора по этим причинам повышается. Это вызывает повышение давлений на грязевых насосах.

Для утяжеления растворов предпочтительнее применение барита, чем гематита, так как барит оказывает менее абразивное воздействие на оборудование, чем гематит.

Так, с помощью баритового утяжелителя плотностью 4,15 г/см³ на практике получают те же пределы утяжеления растворов, что и при применении железистых утяжелителей плотностью 4,40—4,45 г/см³.

По опыту треста Азнефтеразведка установлено [64], что при работе баритовым утяжелителем коммерческие скорости по сравнению с работой на гематите возрастают в среднем на 20% и износ деталей насосов сокращается примерно в 5 раз.

Для понижения вязкости растворов к ним добавляют различные понизители вязкости, подвергают специальной химической обработке.

В качестве понизителей вязкости глинистых растворов для глубокого и сверхглубокого бурения в промышленной практике Азербайджана применяется комбинированный понизитель вязкости — углещелочный раствор (УЩР) и сульфит-спиртовая барда (ССБ), а также известковый раствор.

Эффективным понизителем вязкости является сульфит-спиртовая барда (ССБ) — отход бумажного производства. ССБ является также понизителем водоотдачи промывочной жидкости в слабо-минерализованной среде.

В результате известкования удается приготовить утяжеленный глинистый раствор (на гематите или барите) плотностью 2,35 г/см³ и поддерживать его вязкость в пределах 70—80 сек по СПВ, а иногда и ниже, на весь период долбления.

В последнее время экспериментальные исследования, проведенные в АзНИИбурнефть, показали, что отмеченные реагенты в существенной степени улучшают гидравлическую характеристику потока как гасители турбулентных пульсаций.

Добавка извести к раствору производится в дробленном виде из расчета 1—1,5 кг извести на 10 кг сухой глины (55—60 кг сухого известняка на 1 м³ глинистого раствора).

На площади Кянизадаг (Азербайджанская ССР) в одной из скважин глинистый раствор до известкования имел следующие показатели: плотность 2,25 г/см³, вязкость — нетекучий раствор, сдвиг — более 200 мг/см². После добавления к раствору 0,2% гашеной извести в виде заранее приготовленной пасты через гидромешалку, 0,15% каустической соды и 1,5% сульфит-спиртовой барды с плотностью 1,28 г/см³ плотность глинистого раствора не изменялась, вязкость упала до 60 сек, сдвиг снизился до 122 мг/см², а остальные показатели не изменились.

Из этого примера наглядно видно, что известкование дает хорошие результаты.

Наряду с известкованием эффективным понизителем водоотдачи глинистых растворов признан углещелочный раствор (УЩР), получивший широкое распространение для обработки глинистых растворов на площадях с осложненными условиями бурения.

В тресте Азнефтеразведка в качестве профилактических добавок к растворам для борьбы с затылками и прихватами инструмента применяются: нефть (не более 0,2—0,3 м³/ч); сульфанола (водный раствор 1—3%-ной концентрации — не более 0,04%, считая на твердое вещество); графит серебристый (не более 1% — весовые). Установлено, что добавка графита более эффективна, чем сульфанола. Графит не снижает удельного веса раствора, поэтому он имеет преимущество и перед нефтью.

Обработка глинистых растворов графитом осуществляется либо затворением его предварительно в небольшой порции раствора, либо дозировкой сухого графита непосредственно в раствор в начале желобной системы или через гидромешалку. Рекомендуется также заранее смешивать графит на заводе с утяжелителем (гематитом, баритом) и в таком виде доставлять на буровые.

Для известковой обработки растворов кроме УЩР необходимо иметь известь (гашеную или пушонку), ССБ и едкий натр. В раствор они добавляются в следующей последовательности: известь

(0,3—0,5% вес.), едкий натр (0,2—0,5% объемн. в жидком виде плотностью 1,45—1,48 г/см³) и ССБ (1—3% объемн.).

В качестве средства для понижения вязкости утяжеленных глинистых растворов применяют также гексаметофосфат натрия (1%, считая на твердое вещество). Однако добавка гексометафосфата натрия к растворам рекомендуется в период подготовки скважин к электрометрическим работам либо перед спуском обсадных колонн.

Представляет интерес также добавка к растворам нитролигнина и синтана марки ПФЛХ-1 в виде щелочных растворов 5%-ной концентрации при различных соотношениях со щелочью (1:0,1; 1:0,4). В зависимости от количества вводимого реагента параметры раствора изменялись следующим образом: вязкость 55—150 сек по СПВ-5¹, СНС₁₋₁₀ соответственно 51—120 и 50—200 мг/см²; водоотдача за 30 мин 3—4 см³; толщина корки 0,5—1 мм; плотность 1,96—2,00 г/см³.

Реагент из нитролигнина готовился 5%-ной концентрации в соотношении со щелочью 1:0,3. При такой щелочности обеспечивалось наиболее полное растворение нитролигнина. Расход реагента был следующий (на одну глиномешалку): нитролигнина 200 кг; щелочи 60 кг; солярового масла 10 л. Последнее добавлялось для предотвращения вспенивания реагента.

В зависимости от количества добавляемого нитролигнина параметры раствора изменялись следующим образом: вязкость 60—80 сек; СНС₁₋₁₀ 90—180 и 190—200 мг/см²; удельный вес 1,94—1,98 г/см³; водоотдача — в пределах исходной.

В процессе бурения и утяжеления раствора суточное колебание вязкости составило 20—30 сек. Раствор, обработанный нитролигином, весьма подвижен, несмотря на большую величину СНС.

Практикой треста Азнефтеразведка установлено, что для успешной проводки глубоких и сверхглубоких скважин постоянно надо иметь на буровой запас утяжеленного химически обработанного глинистого раствора (постоянно обновляемого) в количестве 150—200 м³ и более.

Так как в полевых и морских условиях трудно обеспечить строгое дозирование каустической соды, бурого угля и других реагентов для приготовления УЩР, на бакинском заводе «Утяжелитель» организовано производство в промышленных масштабах порошкообразного УЩР. Это обеспечивает экономию реагентов, соблюдение точности рецептуры и сохранение требуемых вязкостных свойств реагентов.

По данным практики, применение УЩР обеспечивает снижение вязкости нетекучих растворов до 40—80 сек по СПВ, сокращение водоотдачи в пласт вдвое и т. д.

¹ Приводится условная реологическая характеристика потока ввиду отсутствия данных по реологии отмеченных растворов.

Для случаев прохождения дренированных зон с возможным уходом и потерей циркуляции рекомендуется применять обычные (нормальные) глинистые растворы, уделив особое внимание качеству воды, на которой готовится раствор, и химической его обработке. При этом глинистый раствор должен иметь минимальную водоотдачу (3—5 см³ за 30 мин на установке ГрозНИИ), а фильтрат — минимально возможное поверхностное натяжение на границе нефть — вода (в пределах 1—3 дин/сек). Для этого рекомендуется применение пластовых щелочных вод, имеющих поверхностное натяжение на границе с нефтью 1,42—6,1 дин/сек.

Однако не всегда на практике вблизи бурящихся скважин имеются достаточные ресурсы пластовых щелочных вод; поэтому для целей бурения применяют воду из ближайших водоемов (озер, рек, морей).

Во избежание отрицательного влияния отфильтровавшихся жестких вод на последующую нефтеотдачу пластов рекомендуется глинистый раствор обрабатывать поверхностно-активным веществом (ПАВ).

ПАВ рекомендуется применять также при всех других нефтепромысловых работах (бурение, вскрытие пласта, освоение скважин, закачка воды в пласт, капитальный и подземный ремонт, промывка пробок и т. д.).

Для предотвращения попадания в пласт воды из глинистого раствора рекомендуется применять коллоидные растворы, получаемые путем добавления к глинистому раствору специальных бентонитовых веществ — особых глин. Коллоидальные свойства раствора могут быть улучшены специальной химической обработкой его (УЩР, сульфатно-целлюлозным экстрактом и др.).

В случае потери циркуляции (уход раствора) к нему рекомендуется добавлять известь, цемент, жидкое стекло, а также (при сильных поглощениях) волокнистые вещества из отходов текстильной, кожевенной, хлопкоочистительной, резиновой промышленности (мелко нарезанные тряпки, кожа, резина) или специально изготовленные резиновые и пластмассовые шарики диаметром 15—20 мм, а также опилки или навоз.

Такие заполнители позволяют закупорить каверны и трещины и продолжать нормальное бурение.

При вскрытии сильно дренированных и поглощающих пластов рекомендуется применять загущенный глинистый раствор, исключая в основном потерю циркуляции и инфильтрацию раствора в пласт. Для этой же цели в ряде случаев в качестве рабочей жидкости применяется нефть либо раствор, приготовленный на нефтяной основе. По данным практики, при этом достигается лучшее вскрытие газонефтеносных пластов (без нарушения их пористости и проницаемости) и вынос качественных кернов из продуктивных зон пласта.

В последнее время на площадях Азербайджана практикуется доставка на буровые брикетов или порошков (в бумажных

мешках), химически обработанных утяжеленных глинистых растворов в сухом виде. Дальнейшая «доводка» растворов осуществляется уже непосредственно на буровых.

На ряде площадей восточных районов страны в качестве рабочей жидкости применяется обычная вода, что намного повышает технические и экономические показатели бурения (увеличение скоростей, снижение себестоимости метра проходки и т. д.). Однако, как показала практика, проникновение при этом в пласт больших количеств воды приводит к набуханию глины, закупорке пор пласта, ухудшению условий последующего освоения скважин. Поэтому применяют комбинированное бурение: верхних интервалов ствола скважины водой, а интервалов в пределах нефтеносных пластов химически обработанным глинистым раствором.

Интересно заметить, что дебиты скважин, вскрытых глинистым раствором, в 5—6 раз выше дебитов скважин, вскрытых водой. Поэтому, если вскрытие нефтеносных пластов вынуждено осуществляться водой, рекомендуется ее обрабатывать ПАВ.

В зарубежной практике вскрытие нефтегазоносных пластов осуществляется сжатым воздухом либо бурение ведется аэрированной жидкостью (с добавкой к глинистому раствору или к воде сжатого воздуха). При этом значительно повышаются механические скорости, сокращается расход долот, улучшаются технико-экономические показатели бурения. Кроме того, сохраняется естественная проницаемость пласта, предотвращается глинизация призабойной зоны и попадание воды в поры пласта. Однако при этом возникают дополнительные трудности, связанные с наличием специальных технических средств (компрессоров, вращающихся пре-вентеров, ротор-превентеров и т. д.).

Следует иметь в виду, что после бурения на стенках стволов скважин и забоя всегда остается глинистая корка. Она затрудняет надежное сцепление цементного камня с породой и металлом обсадных труб, а наличие ее в призабойной зоне осложняет окончание процесса бурения. Рекомендуется проработка ствола эксцентричными долотами-расширителями или обработка стенок скважины 15%-ным солянокислотным раствором.

Обработка глинистых растворов для глубокого и сверхглубокого бурения в различных нефтяных районах страны

На площадях ЧиАССР (Грозный) за последние годы открыты высокодебитные нефтегазовые залежи на больших глубинах и при повышенных давлениях: в районах Терского и Сунженского хребтов, Кара-булак, Хаян-Корт, Малгабек, Гудермес, Алиюрт, Заманкули и др. Успешной проводке глубоких и осложненных скважин на этих площадях в основном способствовала тщательная обработка глинистых растворов. Как правило, при этом принимается

маловязкий, высокоподвижный промывочный раствор плотностью 1,8—2,2 г/см³, с вязкостью 30—40 сек по СПВ-15, статическим напряжением сдвига за 1 и 2 мин (СНС₁₋₁₀) соответственно 6 и 30 мг/см². Широко внедряется известкование растворов. В качестве реагента применяется КССБ, что сокращает количество затяжек и посадок инструмента. Представляет интерес обработка растворов гипсом при плотностях 1,7—1,8 г/см³, вязкости 30 сек по СПВ-5 и СНС₁₋₁₀ 5—30 мг/см².

Для борьбы с поглощениями растворов применяются мелконарезанные наполнители: кожа — «горох», древесные опилки, подсолнечная шелуха, стружки, отходы кожевенного производства. Иногда в зону поглощения закачивается также расширяющаяся газоконденсатная смесь. Для этого в обычный цементный раствор добавляется алюминиевый порошок, жидкое стекло, с введением которых выделяется свободный водород.

В ряде случаев для предотвращения поглощений и ухода раствора в зону поглощения закачивается смесь бентонита и цемента с дизельным топливом. При смешивании воды и водяного промывочного раствора со смесью бентонита в дизельном топливе бентонит быстро гидратируется, образуя твердую массу. Рецепт этой тампонажной смеси такова: дизельное топливо и бентонитовая глина в соотношении 1:1 (объем к весу), цемент в качестве 30—40% веса бентонита и крезол 0,5—1,0% общего веса смеси.

В объединении Краснодарнефтегазразведка проходка наиболее опасных поглощающих зон (4370—4430 м; 4510—4630 м), перекрытых «хвостовиками», ведется глинистыми растворами следующей характеристики: плотность 1,66—1,75 г/см³; вязкость 40—50 сек по СПВ-5; водоотдача 8 см³ за 30 мин; СНС₁₋₁₀ 25 и 75 мг/см². При высоких пластовых температурах для обработки глинистых растворов используется гипан (10—12%-ный раствор). Добавка к рабочей жидкости 1% такого раствора достаточна для поддержания параметров жидкости при температуре более 200° С. Кроме того, в раствор добавляется раствор-разжижитель (хром-пик) в количестве 0,1—0,25% (100%-ного водного раствора хром-пика к объему скважин). Если глинистый раствор приготовлен на морской воде, то гипан сам является разжижителем. Разновидностью гипана является реагент К-4, который применяется в случаях приготовления глинистого раствора на морской воде.

В целях сохранения прочности цементного камня при высоких давлениях и температурах при цементировке глубоких скважин к цементному раствору добавляется шлако-песчаная и шлаковая смесь (чистый молотый шлак) по следующей рецептуре: шлак — 20—0,5%; 0,15%-ный ССБ — 0,3%.

Начало схватывания такой смеси при давлении 450 ат и температуре 130° равно 4 ч.

В тресте Волгограднефтегазразведка объединение Нижневожжскнефть) при проводке глубоких осложненных скважин широко применяются высококальциевые растворы (ВКР), подвергну-

тые гидрофобизирующей физико-химической обработке реагентами — носителями ионов кальция и регуляторами РК, стабилизированные различными реагентами — понизителями водоотдачи. В отличие от известковых и гипсовых растворов, в фильтрате высококальциевого раствора содержится повышенное количество ионов кальция, обуславливающее его более высокий уровень ингибирования.

Основным положительным свойством ВКР является возможность широкого регулирования коагуляции и щелочности, что предотвращает процессы гидратации и набухания глин.

При бурении в вязких пластичных глинах применяются легкие компоненты, переходящие в обычный глинистый раствор и повышающие его вязкость. Содержание ионов кальция в фильтрате ВКР находится в пределах 0,25—0,30%. В результате облегчается регулирование его структурно-механических свойств и, как следствие, значительно сокращаются затраты вспомогательного времени на промывку, обработку и выравнивание бурового раствора.

При применении ВКР в ненабухающих глинистых сланцах, аргиллитах уровень содержания ионов кальция в его фильтрате может быть снижен до 0,15—0,20%. Способность ВКР уменьшать интенсивность обвалообразования позволяет резко сократить затраты времени на проработку обваловых пробок, подъем бурильного инструмента с расхаживанием его и промывками из-за затяжек или прихватов.

Стабилизация ВКР реагентами, устойчивыми в условиях повышенной минерализации, обеспечивает постоянство свойств раствора при проявлении высокоминерализованных пластовых вод.

Для приготовления ВКР в качестве твердой фазы применяются как местные комовые глины и выпускаемые заводами глинопокрошки, так и разбуриваемые глинистые породы, способные образовать раствор.

Источником ионов кальция является хлористый кальций; регулятором щелочности раствора (РН) — свежееобожженная и гашеная известь или каустическая сода.

Стабилизация ВКР осуществляется конденсированной сульфит-спиртовой бардой (КССБ), карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ) или же комбинированной обработкой этими реагентами.

В случаях интенсивного загустевания исходного раствора при первичной обработке (после ввода хлористого кальция и извести) совместно с вводом реагентов-стабилизаторов добавляют также понизители вязкости (ССБ, синтез, окисленный лигнин).

В процессе лабораторных исследований и непосредственно на буровых была выявлена несовместимость ВКР с рядом других реагентов. Например, не следует применять при работе с ВКР кальцинированную соду, фосфаты из-за образования нерастворимых карбонатов или фосфатов кальция, взаимодействие хлористого кальция с углещелочным реагентом (гумматами натрия) приводит к сильному загустеванию глинистого раствора.

Наиболее просто переход на ВКР происходит в растворах с уменьшенным содержанием твердой фазы (30—40% для грубодисперсных глин, 10—15% для тонкодисперсных), при минимальной концентрации в них углещелочного реагента (концентрация гумматов в фильтрах исходного раствора 0,05—0,1%). Достигается это предварительной подготовкой исходного раствора: разбавлением его водой или обогащением глиной, переходом на обработку реагентами-стабилизаторами КССБ и КМЦ.

Первичная обработка раствора проводится путем добавления реагентов (в установленной последовательности) в процессе циркуляции в желоба и рассчитывается исходя из времени одного-двух циклов.

Ориентировочные добавки реагентов составляют: КССБ 10% (водного раствора 20%-ной концентрации, удельного веса 1,14 $г/см^3$); $CaCl_2$ 0,75—1,5% (в твердом исчислении); $Ca(OH)_2$ 0,2—0,5% (в твердом исчислении); пеногаситель; суспензия резины в дизтопливе (РС) 2—3% (10% суспензии резины).

Кроме того, в качестве реагента-стабилизатора может использоваться КМЦ. Добавка этого реагента колеблется в пределах 1—2% (в твердом исчислении) и зависит от концентрации хлористого кальция и температуры.

При содержании ионов кальция в фильтрате ВКР 0,2% и более предел термостойкости КМЦ не превышает 60—70°С.

В качестве пеногасителей ВКР, стабилизированного КССБ, используются и другие реагенты (соапсток, парафин и др.), но пеногаситель РС, широко внедренный в Волгоградской области, отличается повышенной термостойкостью и не теряет своей активности при температурах 100—120°С.

Регулирование концентрации кальция в фильтрате ВКР достигается добавлением водного раствора хлористого кальция (плотность 1,35 $г/см^3$) в количестве 0,1—0,2% (в твердом исчислении) к объему обрабатываемого раствора. Расход этого реагента на 1 м проходки колеблется в пределах 4—5 кг при бурении в аргиллитах, 10—12 кг при бурении в набухающих глинах.

Величина рН при бурении в набухающих глинах регулируется периодическими добавками извести (или щелочи). Известь добавляется в виде 40—50%-ной суспензии в процессе циркуляции бурового раствора. Добавки ее колеблются в пределах 0,1—0,2% (на сухую известь). Расход на 1 м проходки 8—10 кг.

Снижение водоотдачи достигается вводом соответствующего количества реагентов-стабилизаторов (КССБ или КМЦ).

Добавки их колеблются в пределах: КССБ 1—3% (водного раствора плотностью 1,14—1,16 $г/см^3$); КМЦ 0,1—0,3% (в твердом исчислении). Расход КССБ на 1 м проходки составляет 90—100 кг, КМЦ — 40—50 кг (в твердом исчислении).

При работе с КССБ, как указывалось выше, в качестве пеногасителя используются 10%-ные суспензии резинового порошка

в соляровом масле РС *. Приготовление пеногасителя осуществляется на буровой в глиномешалке.

Для приготовления 1 м³ суспензии РС в глиномешалку заливают 1000 л солярового масла, засыпают 100 кг резинового порошка, перемешивают 5—10 мин и добавляют к циркулирующему глинистому раствору. Количество добавляемого пеногасителя составляет 0,2—0,4% по весу порошка резины на объем раствора.

Пополнение циркулирующего раствора производят свежеприготовленными ВКР на базе местных глин или глинопорошков.

Последовательность приготовления ВКР следующая: к приготовленному раствору добавляют 400 л КССБ и суспензию пеногасителя (8—10 кг резинового порошка в 80—100 л дизельного топлива). Перемешивают раствор 20—15 мин, добавляют 30—40 л хлористого кальция. После 40—60 мин перемешивания раствор сливают в приемные емкости. Показатели раствора: плотность 1,16—1,25 г/см³, вязкость 40—50 сек, водоотдача 4—6 см³, СНС — 800/100 мг/см².

Химические аэрированные глинистые растворы

Химические аэрированные растворы используются в Волгоградской области для предупреждения и ликвидации поглощения промывочной жидкости и оказались эффективными при ликвидации как частных, так и полных поглощений на глубинах до 1700—1800 м.

Для приготовления химически аэрированных растворов используют следующие материалы и реагенты: а) глинистый раствор, местную глину и глинопорошки; б) поверхностно-активные вещества (ПАВ); в) реагенты-структурообразователи (каустическая сода, кальцинированная сода и др.).

Из поверхностно-активных веществ обычно применяется сульфатол и сульфатол Б, так как они являются хорошими пенообразователями и стабилизаторами глинистых растворов.

Ориентировочные добавки реагентов следующие: а) сульфатол и сульфатол Б 0,1—0,2% (в пересчете на сухое вещество); б) каустическая сода 0,1—0,2%; в) кальцинированная сода 0,5—2,5%.

Приготовление 2,5—5%-ного водного раствора ПАВ производят следующим образом. В глиномешалку наливают воды $\frac{3}{4}$ объема, засыпают расчетное количество сульфатолола или сульфатолата Б (соответственно 25—50 кг на 1 м³ реагента) и перемешивают в течение 30—40 мин до полного их растворения.

Приготовленный реагент небольшой струей сливают в желоб в процессе циркуляции и обрабатывают раствор в течение 2—3 ч.

* Отметим, что плотность резинового порошка близка к плотности дисперсионной среды, что приводит к изменению турбулентности и к ощутимому уменьшению гидравлических сопротивлений.

Обработка раствора на буровой считается законченной, когда показатели достигнут заданной величины снижения плотности. Обычно после обработки раствор имеет следующие показатели: вязкость 80—120 сек; плотность 0,7—0,9 г/см³.

На площадях Куйбышевской области высокое качество промывочных жидкостей достигается за счет применения известковых, гипсовых и высококальциевых растворов. УЩР применяется в ограниченных размерах. В качестве основных реагентов-добавок широко применяются ССБ, КССБ, ОССБ, известь, гипс, хромпик и др.

Обязательными и постоянными компонентами глинистых растворов являются нефть (10—15% к объему) и графит (1,0—1,5% к объему).

РАСПОЛОЖЕНИЕ КОЛОННЫ В СТОЛЕ СКВАЖИНЫ

Правильное, строго концентрическое расположение эксплуатационной колонны в стволе пробуренной скважины имеет чрезвычайно важное значение для осуществления процесса цементирования, равномерного расположения цементного камня вокруг колонны, достижения концентрического цементного кольца вокруг колонны, особенно в пределах нефтеразносных объектов, и подъема цемента за колонной на максимально возможную высоту. Правильное расположение колонны внутри ствола скважины предотвращает одностороннее расположение цемента и отсутствие его с другой стороны, а также уход цементного раствора на заполнение каверн и пустот, образовавшихся в результате размыва забоя в процессе бурения. А правильное, равномерное, строго концентрическое расположение цементного камня за колонной и подъем цемента за колонной на большую высоту предотвращают прорывы нижних и верхних вод в процессе бурения и эксплуатации скважин, прорывы газа в заколонное пространство, грифоны, размывы резьбовых соединений колонн и другие осложнения.

Нами с С. Т. Овнатовым в НПУ Орджоникидзенефть были исследованы причины прорыва посторонних (нижних, верхних, промежуточных) вод по большой группе глубоких и сверхглубоких скважин на площадях Гоусаны и о-ва Песчаного. В результате этого исследования установлено, что одной из причин прорыва в нефтегазовые скважины посторонних вод является либо полное отсутствие цементного камня за колонной, либо одностороннее его расположение, или, когда пластовое давление водоносного пласта превышает давление газонефтяного пласта.

На рис. III. 1 приведены фактические данные замеров скважинными цементомерами конструкции треста Азнефтегеофизика распределения цемента за колонной и толщины слоя цемента за колонной в двух сверхглубоких скважинах площади Гоусаны. В первом случае (рис. III. 1, а) толщина слоя цемента (в одну

сторону от колонны) составила всего 0,5 см, а в другом случае (рис. III.1, б) всего 2,0 см.

На приведенных схемах большой (заштрихованный) круг представляет нормальное сечение ствола скважины, а малый (белый) круг — сечение колонны. Вертикальная прямая $z-z_1$, проходящая через центр малого круга, соответствует плоскости кривизны колонны.

По схемам видно, что неправильное (неконцентричное) расположение эксплуатационной колонны в стволе пробуренной скважины влияет на распределение цемента за колонной, приводит к прорыву посторонних вод, слому и отводу колонн, грифообразованию и т. д.

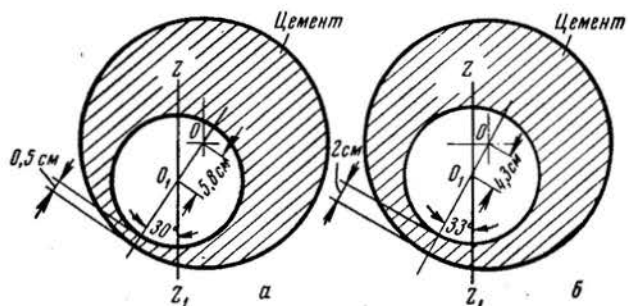


Рис. III.1. Схема расположения цемента за колонной по фактическим замерам цементомером в глубоких скважинах.

Пути улучшения качества цементирования являются: применение на обсадных трубах концентрических колец и пружинных фонарей; увеличение на 10—15% против расчетного количества цементного раствора для цементирования скважин; увеличение скорости восходящего потока до допустимого предела, определяемого давлением гидравлического размыва пласта, и др.

КОНСТРУКЦИЯ ЗАБОЯ (НИЗА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН)

Для обеспечения нормальной эксплуатации газонефтеносного объекта весьма важно правильно установить глубину проникновения скважины в пласт (глубину вскрытия), а также выбрать наиболее рациональную конструкцию забоя (низа эксплуатационной колонны). Известно, что в целях достижения гидродинамического совершенства скважины рекомендуется добывать максимальной глубины вскрытия ею данного конкретного газонефтяного пласта, т. е. следует вскрывать пласт на всю его мощность. Однако при этом следует учитывать местоположение скважины на структуре пласта, расстояние ее от водяной части пласта и другие факторы.

Не рекомендуется, например, вскрывать водяную часть пласта при расположении скважины на крыльях складки. При расположении же скважины в достаточном отдалении от водяной оторочки рекомендуется вскрывать ее не только газонефтяную часть пласта, но и углубляться ниже в подстилающие глины (зумпф).

Обычно для эксплуатации глубоких и сверхглубоких скважин в них спускают обсадные трубы одноколонной, двухколонной и трехколонной конструкции.

Например, в трехколонной конструкции наружная 245—325-мм (обычно 273—299-мм) колонна носит наименование технической или водозакрывающей, промежуточная 194—219-мм колонна (как правило, не доходящая до устья) называется «хвостовиком» и внутренняя (обычно из комбинированных 127—168-мм обсадных труб) колонна называется эксплуатационной. Разумеется, что в каждую такую конструкцию, кроме того, входят еще направленные (20—24") и кондуктор (377—455 мм).

Таблица 15

Обсадная колонна	Диаметр, мм	Глубина спуска, м
Глубина до 4500 м		
Кондуктор	426	300
Промежуточная (техническая)	299	2500
Эксплуатационная	127 × 168	4500
Глубина 4500—5000 м		
Кондуктор	426	300
Промежуточная (техническая)	299	2300—2500
«Хвостовик»	219	3500
Эксплуатационная	127 × 168	4500—5000
Глубина 3500—4200 м		
Кондуктор	426	200—300
Промежуточная (техническая)	299	2000—2200
Эксплуатационная	168	3500—4200
Конструкция скв. 21 площади Кянизадаг (фактическая)		
Кондуктор	426	95
Промежуточная (техническая)	299	2641
«Хвостовик»	219	4105
Эксплуатационная	127 × 168	4744
Конструкция скв. 100 площади Зыря (проектная глубина 7000 м)		
Кондуктор	426	258
Первая промежуточная (техническая)	299	3300
Вторая промежуточная (техническая)	219	3200—5600
Эксплуатационная	146 × 168	7000

В ряде случаев (в пластах, выраженных известняками и плотными песчаниками) продуктивная часть пласта колонной не крепится (по нефтепромысловой терминологии — забой не обсаживается) и колонна останавливается и цементируется над основным продуктивным пластом.

В большинстве же случаев условия нормальной безаварийной эксплуатации глубоких и сверхглубоких скважин при повышенных давлениях требуют применения многоколонных конструкций скважин с подъемом цемента на максимальную высоту (и обязательно до перекрытия башмака предыдущей колонны).

Поэтому здесь на описании других конструкций забоев скважин (гравийные фильтры, кольцевые, щелевидные, проволочные и другие фильтры, необсаженный забой и др.) мы не останавливаемся.

На конкретных примерах из практики промыслов Азербайджана, Туркмении и Северного Кавказа рассматриваем обычные, сложные и весьма сложные конструкции глубоких и сверхглубоких скважин.

Трестом Азнефтеразведка (Баку) осуществлены конструкции в сверхглубоких скважинах, приведенные в табл. 15.

В табл. 16 приводится конструкция сверхглубокой скважины с проектной глубиной 10 000 м (Саатлы, Азербайджанская ССР).

Таблица 16

Колонна	Диаметр, м.м	Глубина спуска, м	Длина, м	Вес, т	Максимальный зазор между муфтой колонны и стенкой скважины, м.м
Кондуктор	476	250	250	35,4	50
Первая промежуточная (техническая)	324	3 000	3 000	304,1	34
Вторая промежуточная («хвостовик»)	245	6 000	3 100	238,8	13
Третья промежуточная («хвостовик»)	178	8 500	2 600	127,3	11
Эксплуатационная	114×146×168	10 000	10 000	347,1	11

Как показала практика проводки сверхглубоких скважин на глубину более 4000 м и при осложненных условиях бурения, применение промежуточных колонн («хвостовиков») сыграло весьма положительную и решающую роль в деле успешной проводки скважин в интервалах осыпающихся и обваливающихся пород, в зоне действия агрессивных промежуточных вод и в зоне периодического фонтанирования промежуточных пропластков.

Таблица 17

№ скважины	Площадь	Глубина скважины, м	кондуктор		первая промежуточная колонна		вторая промежуточная колонна		эксплуатационная колонна		
			фактическая	проектная	диаметр, м.м	глубина спуска, м	диаметр, м.м	глубина спуска, м	диаметр, м.м	глубина спуска, м	
22	Мягчик	4500	4427	426	203	299	2394	219*	3823	168	1762
25	То же	4300	4264	426	302	299	2129	219*	3765	—	—
3	Падар	4500	4490	426	296	299	2942	—	—	168	4483
4	То же	4100	4130	426	180	299	2630	—	—	168×127	4130
5	"	4500	4548	426	255	299	2574	—	—	—	—
6	"	4500	4570	426	290	299	2875	—	—	168	4556
7	"	4500	4032	426	195	299	2670	—	—	168	4012
1	Калмас	4800	4784	426	193	299	2199	219*	3914	168	2128
53	Дашгиль	4650	4048	426	205	299	2240	—	—	168	3903
46	То же	4750	4639	426	207	299	2205	219*	3840	168×127	4598
2	Хачмас	5000	4144	478	96	377	594	273	2990	—	—
21	Кянизадаг	5000	4767	426	110	299	2643	219*	4106	168×127	4744
24	То же	4800	4499	426	205	299	2712	—	—	168×127	4494
13	Ялама	4200	4205	426	118	325	959	245	2757	—	—
50	Алятская града	4500	4426	426	196	299	2357	219*	4120	—	—

* «Хвостовики».

Таблица 18

Район	Колонна	Диаметр, мм	Глубина спуска, м
Глубина до 6000 м			
Краснодар I схема	Кондуктор	426	1000—1600
	Первая промежуточная	324	2400—3000
	Вторая промежуточная	245	4000—4200
	«Хвостовик»	194	4400—4500
	Эксплуатационная	140 × 146	4800
II схема	Кондуктор	528	200
	Первая промежуточная	377	2900
	Вторая промежуточная	299	3900
	Третья промежуточная	245	5000
	«Хвостовик»	194	5600
Эксплуатационная	140 × 146	6000	
Глубина 3500—5200 м			
III схема	Кондуктор	426	300—800
	Первая промежуточная	324	1500—2600
	Вторая промежуточная	245	2600—3800
	«Хвостовик»	194	3100—4500
	Эксплуатационная	140 × 146	3500—5200
Глубина 3700 м			
Усть-Лабинское месторождение	Кондуктор	375	600
	Промежуточная	273	2900
	Эксплуатационная	146	3700
Глубина 5000 м			
Темиргоевское месторождение (скв. 3)	Кондуктор	375	600
	Первая промежуточная	273	3300
	Вторая промежуточная («хвостовик»)	219	3200—4150
	Третья промежуточная («хвостовик»)	168	4150—4700
	Эксплуатационная	146	5000
Глубина 4500 м			
Краснодарское месторождение (скв. 1)	Кондуктор	375	800
	Первая промежуточная	273	2700
	Вторая промежуточная («хвостовик»)	219	2700—3300
	Третья промежуточная («хвостовик»)	168	3200—4300
	Эксплуатационная	114 × 146	4500

Район	Колонна	Диаметр, мм	Глубина спуска, м
Глубина 4500—5500 м (Приволжская моноклиналь)			
Волгоград	Кондуктор	426	200—250
	Первая промежуточная	299	800—1500
	Вторая промежуточная	219	2000—2200
	Эксплуатационная	117	4500—5500
Глубина 4500—5000 м (Прикаспийская впадина)			
	Кондуктор	476	100—125
	Первая промежуточная	324	900—1000
	Вторая промежуточная	219	2600—3000
	Эксплуатационная	127	4500—5000
Глубина 6000 м (площадь Молгабек-Вознесенская)			
Грозный	Кондуктор	426	700
	Первая промежуточная	299	2650
	Вторая промежуточная	245	3660
	«Хвостовик»	168	4800
	Эксплуатационная	114 × 146	6000
Глубина 4800 м (площадь Октябрьская)			
	Кондуктор	478	100
	Первая промежуточная	351	2300
	Вторая промежуточная	299	3000
	Третья промежуточная	219	3950
	«Хвостовик»	168	4200
	Эксплуатационная	114 × 146	4800
Глубина 4800 м (площадь Западный Гудермес)			
	Кондуктор	478	150
	Первая промежуточная	351	2400
	Вторая промежуточная	299	3000
	Третья промежуточная	219	4200
	«Хвостовик»	168	4400
	Эксплуатационная	114 × 146	—

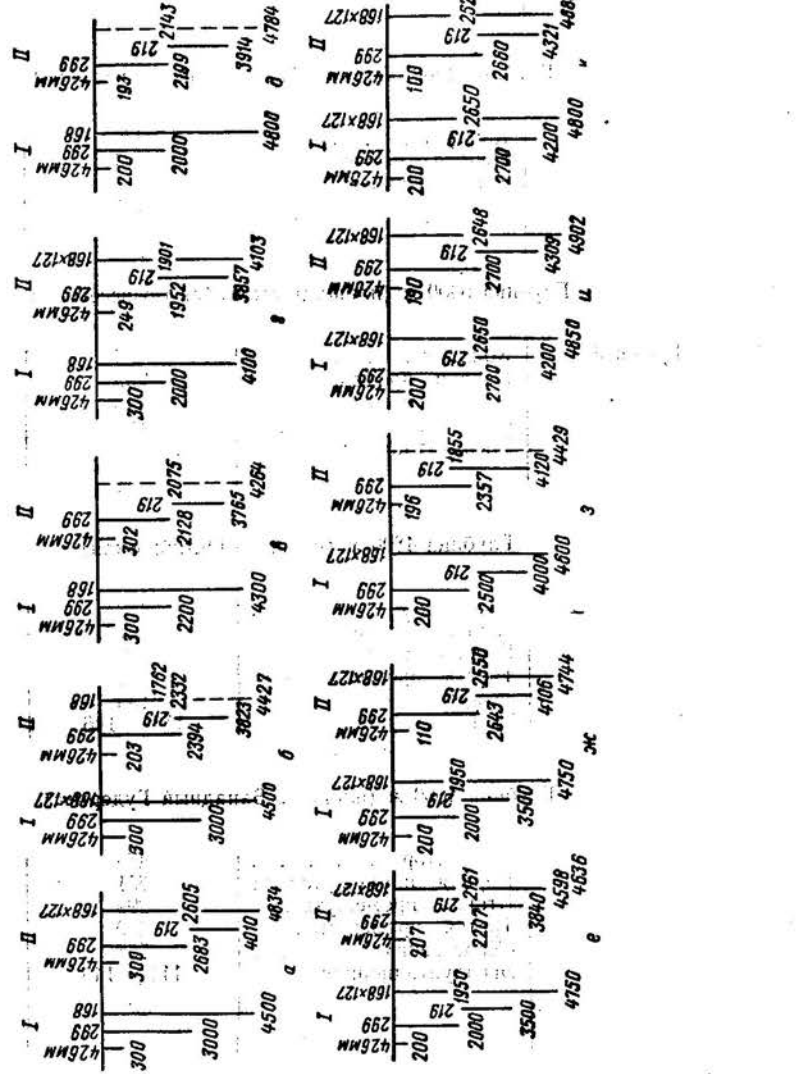


Рис. III.2. Проектные (I) и фактические (II) конструкции глубоких и сверхглубоких скважин, пробуренных трестом Азнефтеразведка.

а — скв. 2. Падар; б — скв. 22. Мияджи; в — скв. 25. Мияджи; г — скв. 27. Мияджи; д — скв. 1. Калмас; е — скв. 46. Дашгил; ж — скв. 21. Кя. Изадат; з — скв. 50. Аджская гряда; и — скв. 29. Кяинза-даг; к — скв. 32. Кяинзадаг.

В табл. 17 приводятся фактические данные по пробуренным трестом Азнефтеразведка в геологически осложненных условиях сверхглубоким скважинам (глубиной более 4000 м).

На рис. III.2 представлены проектные (I) и фактические (II) конструкции сверхглубоких разведочных скважин, пробуренных трестом Азнефтеразведка на различных площадях Азербайджана.

Как показали последующие работы по перфорации, освоению и эксплуатации большинства из указанных скважин, они вступали без серьезных осложнений, что свидетельствует о полном соответствии выбранных конструкций сложным геолого-техническим условиям эксплуатации сверхглубоких скважин.

В связи с развитием глубокого и сверхглубокого бурения на площадях Северного Кавказа и Среднего Поволжья, с учетом накопленного на отечественных нефтепромыслах опыта, приняты следующие проектные конструкции скважин (табл. 18).

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Как показал анализ нескольких десятков аварий, происшедших в глубоких и сверхглубоких скважинах Азербайджана (открытые фонтаны, грифоны, сломы и отводы колонн), одной из причин их возникновения является нарушение правил цементирования колонн. Технологические нарушения правил крепления скважин (цементирования колонн) являются также первопричиной прорыва в продуктивный пласт посторонних (верхних и нижних) вод через фильтр действующей скважины, а также причиной затрубных проявлений, грифонов, разрушения скелета пласта и выноса через скважину на дневную поверхность больших количеств породы. Поэтому расчету цементировки скважин и их практическому осуществлению в условиях больших глубин следует уделять самое серьезное внимание.

Крепление ствола скважины и ее монолитная конструкция создаются цементным кольцом, которое сцепляется с одной стороны с горной породой, а с другой — с наружной поверхностью обсадных труб.

Однако многочисленные промышленные исследования показали, что в большинстве случаев на стенках скважин остается глинистая корка толщиной в 2—3 см, препятствующая нормальному сцеплению цементного камня с породой пласта. Эта корка затем легко размывается посторонними водами в процессе эксплуатации скважины, вследствие чего создаются условия для свободной циркуляции воды и газа за колонной.

Поэтому удаление глинистой корки перед спуском колонны — обязательный и технологически необходимый процесс, который осуществляется механическим, гидравлическим или химическим методами.

Наличие каверн и размывов в районе забоя глубоких скважин приводит к тому, что большая часть расчетного количества

цементного раствора идет на заполнение этих каверн и брешей. В результате не обеспечивается подъем цемента на заданную высоту и, таким образом, часть колонны оказывается некрепленной (без цементного кольца), что может вызвать впоследствии грифоны и затрубные проявления.

Образования каверн и пустот в призабойной зоне можно избежать, если не подвергать скважину длительной промывке на одном месте, а также если строго следить за качеством глинистого раствора. Во всяком случае, в целях уточнения местоположения и размеров образовавшихся каверн рекомендуется до спуска колонны снять кавернограмму и по ее результатам рассчитать потребное дополнительное количество цементного раствора для заполнения каверн.

Следует отметить, что в зоне каверн резко сокращаются скорости восходящего потока цементного раствора, а в самих кавернах зачастую остается большое количество глинистого раствора, не замещенного цементным. Каверны, не заполненные цементом, могут впоследствии причинить большие неприятности.

Причиной одностороннего (эксцентричного) прилегания цементного камня является несоосность обсадной колонны и пробуренного ствола скважины. А такое расположение цементного камня также вызывает затрубную циркуляцию воды и газа и прорыв их в скважину.

Соосность колонны и ствола скважины можно обеспечить установкой на нижней части эксплуатационной колонны центрирующих фонарей конструкции ГрозНИИ. При этом цементировку колонны с установленными центрирующими фонарями рекомендуется производить при условии нахождения обсадной колонны на весу и при ее концентрическом расположении относительно оси ствола скважины.

Зачастую из-за низких скоростей движения цементного раствора в заколонном пространстве (0,5—1,0 м/сек) и небольшой разности в удельных весах цементного (1,85) и утяжеленного глинистого (1,60) растворов нарушается сплошность движения цементного раствора за колонной. В этом случае движение цементного раствора приобретает струйный характер, глинистый раствор за колонной не полностью вытесняется и замещается цементом. По этой причине в рыхлой массе еще не схватившегося цементного теста образуются дополнительные, заполненные глинистым раствором, каналы.

Если же в разрезе скважины имеются газоносные пропластки, то происходит разгазирование (перебивание) еще не схватившегося цементного раствора, что в сильной степени ухудшает прочность цементного камня за колонной.

Поэтому процесс цементировки колонн рекомендуется производить непрерывно, по возможности на больших скоростях и при больших давлениях, но не превышающих давления гидроразрыва пласта.

Промысловыми исследованиями установлено, что глинистые растворы, обработанные углещелочными реагентами (УЩР), при смешении с цементным образуют комки (сгустки), создающие очаги неплотностей в массиве цементного камня.

Таким образом, большую часть аварий в глубоких скважинах, прорывов чуждых вод и заколонных проявлений следует отнести за счет некачественных цементировок. Так, сопоставление расчетных (теоретических) и фактически полученных высот подъема цемента за колонной по 150 глубоким скважинам на площадях Азербайджана показало отклонения (недоподъем цемента) в среднем на 250—300 м.

Причинами получения дефектных конструкций также могут явиться: а) недовертка до конца резьбы обсадных труб либо наличие дефектов в резьбах и муфтовых соединениях; б) применение некачественной смазки, что может нарушить герметичность резьбовых соединений; в) попадание в комплект обсадных труб дефектных и неопрессованных труб и др.

Например, известно, что обсадные 168-мм трубы рассчитаны на внутреннее давление 650—700 ат. Однако на заводе они испытываются лишь на давление 200 ат, а при приемке скважины лишь на избыточное давление 100 ат. В то же время известно, что эксплуатация глубоких и сверхглубоких скважин ведется при рабочих давлениях, доходящих до 300—400 ат, а операции по ГРП и другим видам воздействия — при еще больших давлениях.

Поэтому рекомендуется повысить нормы опрессовки колонн на заводах и в скважинах, усилить внимание к смазке резьбовых соединений, их зачистке и смазке перед спуском, завертке до отказа, тщательной проверке каждой трубы и т. д.

Важным мероприятием по повышению качества цементировок является применение по рекомендации АзНИИбурнефть гелцементов (к обычным тампонажным цементам добавляется 8—10% по весу специальных глин).

Исследованиям АзНИИбурнефть установлено, что в результате добавки глин к тампонажным цементам цементный камень приобретает пластические свойства, становится более устойчивым к разрушению (растрескиванию) при перфорации и прилегает как к породе, так и к материалу труб. В Среднем Поволжье для тех же целей применяют так называемые расширяющиеся цементы. Так, при добавке к тампонажному цементу 20% глиноземистого цемента объем цементного камня увеличивается через двое суток на 4,2%, а через четверо — на 7,2%. Таким образом, расширяющиеся цементы при твердении развивают значительные усилия в заколонном пространстве, что обеспечивает достаточное сцепление цементного камня с породой и материалом труб.

Для получения термостойких цементных растворов как пониженной плотности (1,40—1,53 г/см³), так и повышенной (2,0—2,2 г/см³) в Краснодарском крае были созданы новые

тампонажные материалы на базе стандартных цементов, шлаков и других вяжущих материалов.

Исследованиями А. К. Караева [63], А. И. Булатова, И. А. Карманова и Н. А. Сидорова было установлено, что для обеспечения надежной изоляции продуктивных горизонтов в глубоких скважинах вполне достаточно иметь механическую прочность цементного камня 15—20 кг/см² при изгибе и 50—60 кг/см² при смятии (без учета воздействия агрессивной среды). Ими же установлено, что для уменьшения удельного веса цементного раствора следует в цементы (тампонажный и шлаковый) добавлять глинопорошок с последующим затвердением смеси в воде. С 1961 г. термостойкими и низкопроницаемыми цементами на Северном Кавказе зацементировано около 2000 колонн в газовых, газоконденсатных и глубоких нефтяных скважинах. При этом представилось возможным поднять цемент за колоннами на высоту 3500 м и более в одну ступень при небольших продажных давлениях.

Цементные растворы пониженного удельного веса позволяют в процессе крепления скважин избежать поглощения растворов и возникновения при этом сложных аварий.

Тампонажные цементы для глубоких скважин

Из табл. 17 видно, что средние глубины разведочных скважин последовательно и неизменно повышаются. В связи с этим возникла необходимость в создании рецептуры так называемых «горячих» тампонажных цементов для цементирования глубоких и сверхглубоких скважин с применением различных замедлителей начала схватывания цементного раствора.

Известно, что тампонажный цемент представляет собой одну из разновидностей портландцемента. Главнейшими составляющими его являются: трехкальциевый силикат (C₃S), двухкальциевый силикат (C₂S), трехкальциевый алюминат (C₃Al) и четырехкальциевый алюмоферрит (C₄AlF).

Данные элементарного анализа тампонажного цемента (в %) для глубоких скважин («горячие» с температурой забоя более 75° С) приведены в табл. 19.

Таблица 19

CaO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MgO	SO ₂	C ₃ S	C ₂ S	C ₃ Al	C ₄ AlF	n	p	КН
62—65	21—24	3—6	5—8	0—1,66	1—2	58—45	25—35	4—6	17—19	1,1—2,3	0,85—1,56	0,8—0,9

По данным различных исследований (А. А. Байков, В. И. Юнг, А. Е. Шейкин), при химическом взаимодействии портландцемента

с водой образуются кристаллические и гелеобразные новообразования, существенно влияющие на прочность цементного камня. Установлено, что прочность цементного камня в раннем возрасте зависит от содержания в цементе C₃S и C₃Al. В дальнейшем прочность цементного камня уже зависит от объема, занимаемого составляющей гелевой структуры, т. е. содержания C₂S и C₄AlF.

Исследованиями АзНИИ ДН установлено, что с увеличением забойной температуры до 95—105° С ускоряется начало схватывания цемента, с дальнейшим увеличением забойной температуры интенсивность ускорения начала схватывания цемента несколько замедляется.

Также было установлено, что по мере повышения давления увеличивается время ускорения затвердения цемента, причем величина этого ускорения зависит от минералогического состава цемента.

Исследованиями С. Л. Ланцевичкой [71] в АзНИИбурнефть установлено, что совместное действие высоких давлений и температур отрицательно сказывается на прочности цементного камня. Чем выше давление и температура, тем прочность цементного камня во времени снижается интенсивнее. Однако совместное влияние действия температуры и давления на процесс твердения цементного камня не суммируется, так как в первые сроки после цементирования высокая температура оказывает вредное влияние на прочность цементного камня, а высокое давление — положительное.

Установлено, что введение в цемент гидравлических и кремнеземистых добавок, а также уменьшение водоцементного отношения способствуют повышению прочности цементного камня.

Однако эти испытания касались цементов, применяемых в гидротехническом строительстве. Что касается тампонажных цементов, то добавки к ним диатомита (таузского), триаса, туфа (ереванского), песка (авдеевского) и других компонентов существенных результатов в смысле повышения прочностной характеристики цементного камня не дали.

Длительные испытания добавок к тампонажным цементам поверхностно-активных веществ (ПАВ) и их влияния на замедление сроков схватывания цемента при забойных температурах 75—160° С показали, что наилучшие результаты получаются при добавках сульфит-спиртовой барды (ССБ) и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). Поэтому цементировка всех глубоких и сверхглубоких скважин в настоящее время производится тампонажным цементом (для «горячих» скважин) с добавкой ССБ в количестве 0,5—1,0% (в пересчете на сухой вес).

Опыт спуска и цементирования промежуточной (технической) колонны диаметром 299 мм на глубину 3298 м (бур. № 100, Шаховая Коса)

Спуск и цементировка колонны диаметром 299 мм на такую глубину осуществляется впервые. В случае успешной операции представлялось возможным бурить далее долотом № 11 и спустить вторую промежуточную колонну — «хвостовик» — на глубину 3200—5600 м. В этих целях ствол скважины был выправлен в местах наметившихся искривлений на отдельных интервалах. Глинистый раствор также был улучшен качественно (плотность 1,27—1,28 г/см³; вязкость по СПВ-5 60—70 сек.; водоотдача 9—11 см³ за 30 мин.; статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин соответственно 100 и 325 мг/см²).

Перед спуском колонны скважину вновь промыли и обработали раствором, добавив в него 8% нефти и 0,75% серебристого графита от объема циркулирующей жидкости. Параметры глинистого раствора стали следующими: плотность 1,28—1,29 г/см³; вязкость по СПВ-5 65—85 сек.; водоотдача 4 см³ за 30 мин.; статическое напряжение сдвига 18 и 58 мг/см² соответственно за 1 мин.

Колонна была составлена из труб диаметром 299 мм из стали марок Д и Е-м первого класса точности изготовления с толщинами стенок 9, 10, 11, 12 мм производства Днепропетровского трубопрокатного завода им. К. Либкнехта.

Все трубы перед спуском были проверены визуально, а также промером толщины стенок специальным индикатором-толщинометром через 0,5 м в нескольких местах, начиная от торцов труб; проверены специальными калибрами резьбы труб и муфт; каждая труба перед спуском опрессовывалась на 150 ат на буровой, шаблонировалась и длина ее тщательно промерялась. Характерно, что при этих проверках было установлено несоответствие более половины труб правилам ГОСТ 632—64, предъявляемым к обсадным трубам и муфтам к ним первого класса точности изготовления. Поэтому все трубы с браком заводского изготовления были отбракованы и взамен были использованы другие.

Спуск и закрепление труб производились автоматическими ключами для свинчивания обсадных труб АКО-11. В процессе спуска колонны (через каждые 15 труб) ствол скважины заполнялся свежим раствором. Весь спуск колонны занял 45 ч и прошел без осложнений. По окончании спуска колонны при давлении 250 ат и подаче насоса 30 л/сек была восстановлена циркуляция. Промывка производилась в течение 47 ч. За это время производилась доставка цемента и тампонажных агрегатов.

В бункеры цементосмесительных машин было затарено 194 т облегченного пемзового и 18 т тампонажного «горячего» цемента.

Для осуществления процесса цементирования требовалось 25 агрегатов (ЗЦА-400 — 13 шт. и ЦА-320 — 12 шт.) и 13 цементосмесительных машин 2СМН-20.

Устье скважины было оборудовано цементировочной головкой, опрессованной на 150 ат рабочего давления, с 13 отводами. В цементировочной головке заранее была установлена и застопорена двумя винтами продавочная 275-мм пробка, состоящая из двух пластмассовых секций и трех самоуплотняющихся манжет.

Все наземные коммуникации были опрессованы на 150 ат.

Перед началом закачки облегченного цементного раствора было закачено 10 м³ морской воды (в качестве буферной жидкости). Весь процесс затворения и закачки цементного раствора (облегченного и обычного — «горячего») занял всего 1 ч. По данным 469 фактических замеров, средняя плотность облегченного цементного раствора составила 1,56 г/см³, а по данным 46 замеров средняя плотность обычного «горячего» цементного раствора 1,83 г/см³.

Продавочная жидкость имела плотность 1,27—1,28 г/см³ (155 м³ раствора) и 1,60 г/см³ (65 м³ раствора). К концу продавки давление продавки составило 85—90 ат, а «удар» был зафиксирован повышением давления на манометрах до 120 ат.

Процесс был завершен за 1 ч 59 мин.

В этой же скважине в последующем был спущен 219-мм хвостовик с 3000 до 5800 м и зацементирован с подъемом цемента до высоты 3100 м.

Текущий забой указанной скважины 6030 м.

МЕТОДЫ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ

Вскрытие пластов в продуктивных интервалах осуществляется электроперфораторами различных конструкций, кумулятивными перфораторами, гидropескоструйным методом и в исключительных случаях торпедированием.

Электроперфораторы различаются по конструкции главным образом своей пробивной способностью, что предопределяет глубину проникновения пули в породу за счет создаваемого пороховыми газами давления.

На промыслах распространение получили две группы перфораторов: а) пулевые пулеметные перфораторы ППП (с давлением пороховых газов, достигающих до 6000 кг/см²); б) пулевые перфораторы залпового действия (ППЗ) с давлением пороховых газов, достигающих до 15 000 кг/см².

Во второй группе перфораторов (залпового действия) за счет применения прессованных зарядов пробивная способность пули повышена на 40—50%. На этом принципе (залпового действия) построена работа перфораторов АПХ конструкции С. Л. Абрамяна, А. И. Павленко, К. А. Хиллова.

В связи с тем, что в промысловой практике электроперфораторы и торпедные, снарядные перфораторы ТПК-22 и ТПК-32 конструкции Ю. А. Колодяжного (диаметр снарядов 22—32 мм) в последнее время находят все меньшее применение и вытесняются кумулятивной либо пескоструйной перфорацией скважин, описание их конструкций здесь не приводится. Однако следует заметить, что пулевые перфораторы залпового действия ППЗ предпочтительнее, чем обычные пулевые, и обеспечивают более надежное вскрытие пласта. В перфораторах ППЗ (АПХ) есть еще одно важное преимущество: они собираются из взаимозаменяемых свинчиваемых между собой (до 20—30 стволов) секций — длинных гирлянд, что позволяет за один вояж (спуск снаряда) осуществить залповый прострел большого интервала пласта.

Кумулятивная перфорация

Принцип кумулятивной перфорации скважин заключается в том, что взрывчатое вещество оказывает сосредоточенное кумулятивное (от латинского «сиги» — накопление, соединение) воздействие на небольшую поверхность колонны.

Заряд кумулятивного действия — это шашка ВВ, имеющего выемку, расположенную со стороны, противоположной месту детонации взрыва. При взрыве тонкая струя полужидкого металла выбрасывается со скоростью 8 000—10 000 м/сек и создает давление на преграде до 300 000 ат.

Кумулятивная перфорация, в отличие от других методов вскрытия пласта, обеспечивает проникновение в породу пласта на 20—30 см и сохранение целостности колонны.

Применяются кумулятивные перфораторы корпусные и бескорпусные. Перфораторы корпусного типа имеют герметически закрытый корпус, в который помещаются группы зарядов. Корпуса таких перфораторов могут быть использованы повторно.

В перфораторах бескорпусной конструкции каждый заряд ВВ закупоривается в отдельную герметическую оболочку, разрушающуюся при взрыве.

Взрыв зарядов в кумулятивных перфораторах обеих конструкций осуществляется посредством детонирующего шнура. Последний взрывается от электродетонатора через каротажный кабель, на котором перфоратор спускается в скважину.

Кумулятивный корпусный перфоратор имеет толстостенный цилиндрический герметически закрытый корпус из высоколегированной стали. Расчет этого корпуса ведется на давление, превышающее давление ударных волн, движущихся от наружной поверхности заряда. Таким образом обсадная колонна скважины защищается от воздействия ударных волн.

На рис. III.3 представлен кумулятивный корпусный перфоратор ПК-103, получивший наибольшее распространение в последнее

время. Он может быть применен в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 127 мм и выше.

В стальном толстостенном цилиндрическом корпусе перфоратора (герметически закрытом) просверлены расположенные по спирали гнезда, через которые проходит кумулятивная струя. Сверху корпус закрыт головкой, через которую проходит кабель, а снизу навинчиваемым на корпус наконечником.

В корпусе перфоратора помещена общая бумажная обойма, в которую вставлены заряды (обойма расположена таким образом, что заряды находятся против высверленных в корпусе отверстий). Обойма по спирали обвивается детонирующим шнуром, который проходит через донную часть каждого заряда и присоединен к взрывному патрону; последний снабжен специальным предохранителем, состоящим из двух столбов гигроскопического дымного ружейного пороха. Он предназначен для предотвращения взрыва зарядов в случае попадания в корпус перфоратора жидкости из скважины.

Перфораторы ПК-103 пробивают отверстия диаметром 8—10 мм. Пробивная способность перфоратора ПК-103 и перфораторов других конструкций представлена на рис. III.4.

Перфораторы ПК-103 рассчитаны на максимально допустимое гидростатическое давление порядка 500 ат и допустимую максимальную температуру окружающей среды от +60°С (ПК-103) до +160°С (ПК-103Т).

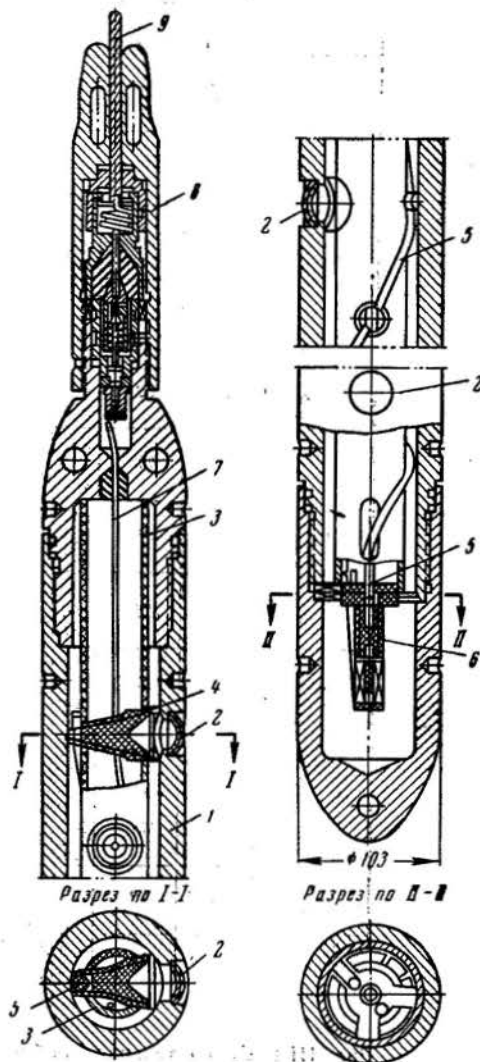


Рис. III.3. Кумулятивный перфоратор ПК-103 в стальном корпусе.

1 — корпус; 2 — уплотнение гнезда в корпусе; 3 — картонная обойма для установки зарядов; 4 — кумулятивные заряды; 5 — детонирующий шнур; 6 — взрывной патрон; 7 — электрический провод, соединяющий взрывной патрон с кабельным вводом; 8 — кабельная головка; 9 — бронированный кабель.

Выпускаются перфораторы ПК-103 в двух вариантах: десятизарядные и двадцатизарядные. Заряды расположены по спирали, со сдвигом по углу на 90° и с расстоянием между осями 85 мм.

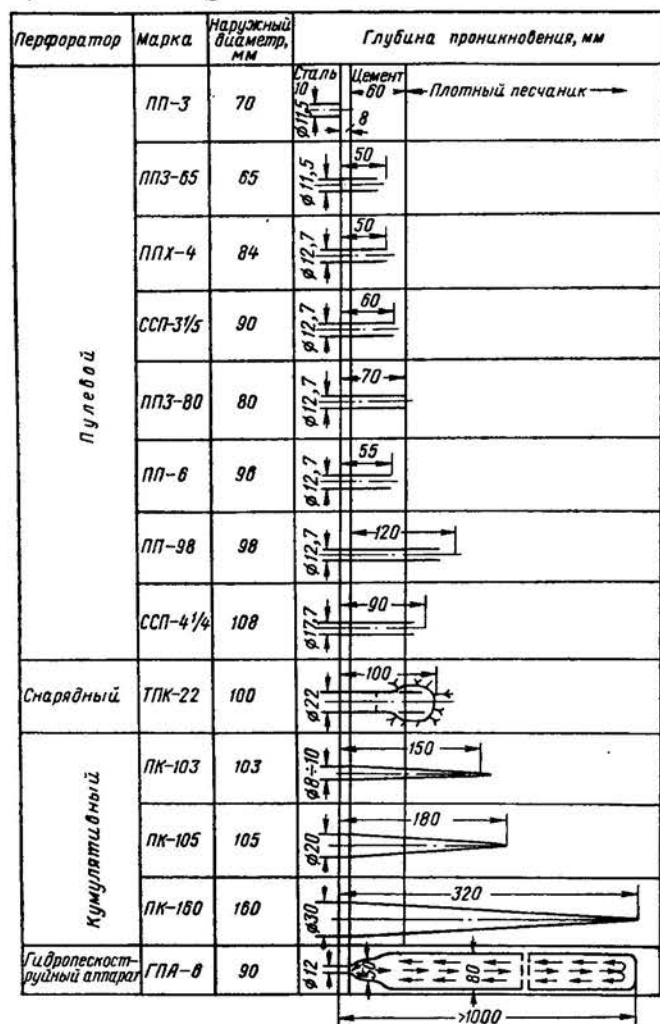


Рис. III.4. Сравнительная пробивная способность перфораторов различных конструкций.

Это, как и при обычной пулевой перфорации, обеспечивает плотность перфорации (12 отверстий на 1 м ствола скважины). Для перфорации скважин с обсадными колоннами диаметром в 75,9 и 102 мм выпускаются кумулятивные перфораторы ПК-65 и ПК-80.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы ПКС-120 являются усовершенствованным типом кумулятивного перфоратора. В отличие от ПК-103, он не имеет стального корпуса. Состоит перфоратор ПКС-120 из кумулятивных зарядов, каждый из которых заключается в отдельную герметически закрытую стеклянную оболочку. Спуск в скважину таких зарядов осуществляется на стальных лентах. При этом после взрыва стальные ленты остаются целыми, лишь отверстия, в которые были вставлены заряды, деформируются (расширяются). По степени их деформации (после извлечения лент на поверхность) можно судить о полноте детонации зарядов.

Образующиеся на наружной поверхности кумулятивного заряда ударные волны действуют непосредственно на обсадную колонну, так как заряды перфораторов погружаются в имеющуюся в скважине жидкость.

За один спуск перфоратора ПКС-120 можно перфорировать весь продуктивный интервал пласта. Для этого отдельные ленты с зарядами ВВ (до 10 зарядов в каждой) соединяют между собой болтами перед перфорацией над устьем скважины. Образуется своеобразная гирлянда зарядов, соответствующая (по длине) величине интервала перфорации.

При этом вес каждого заряда вследствие отсутствия корпуса увеличивается до 125 г, что повышает его пробивную способность.

Кроме ПКС-120 выпускаются еще бескорпусные ленточные перфораторы и других размеров (ПКС-105, ПКС-160) с зарядами в стеклянных оболочках.

Раскрывающийся кумулятивный перфоратор ПКР-55 предназначен для перфорации скважин без извлечения из скважин лифтовых труб. Он свободно проходит через 63-мм трубы. При этом перфоратор устроен таким образом, что при прохождении через 63-мм трубы заряды находятся в вертикальном положении, а по выходе из труб занимают горизонтальное положение (перпендикулярно оси скважины). Отсюда и название перфоратора «раскрывающийся».

Благодаря такому устройству заряд ПКР-55 по пробивной силе не уступает перфоратору ПК-103.

Характерно, что весь перфоратор ПКР изготавливается из алюминия и поэтому при высокой температуре, развивающейся в процессе перфорации, целиком разрушается. Из скважины извлекается лишь кабель с присоединительной головкой.

Перфоратор ПКР-55 может быть использован также для прострела скважин через спущенную колонну буровых труб с проходным сечением в замковых соединениях 62 мм. Такая необходимость довольно часто возникает в промышленной практике.

Для прострела через 50,3-мм трубы разработаны перфораторы соответствующих размеров.

Перфораторы ПКР снабжаются специальными пружинами, которые поворачивают кумулятивные заряды в боевое (горизонталь-

ное) положение по выходе из труб. Те же пружины способствуют центрированию перфоратора внутри обсадной колонны. Конструкция ПКР позволяет спустить в скважину одновременно большое количество зарядов и максимально приближать эти заряды к стенкам простреливаемой колонны.

За один спуск перфоратора ПКР представляется возможным одновременно пробивать до 100 дыр.

Недостатком перфораторов ПКР является наличие большого количества деталей, изготовленных из хрупких материалов, осколки которых засоряют забой скважины.

Кумулятивный перфоратор ПК=85=10×4 включает в себя десять групповых зарядов ЗГК=85×4, каждый из которых состоит из четырех кумулятивных шашек, расположенных в одной горизонтальной плоскости под углом 90° друг к другу. Перфоратор снабжен центраторами (фонарями), которые обеспечивают расположение зарядов на равном расстоянии от стенок 127-мм обсадной колонны. При спуске через 102-мм лифтовые трубы центраторы снимают.

Наличие корпуса у перфоратора ПК=85=10×4 предохраняет обсадную колонну от фугасного действия зарядов.

Зарядку и разрядку такого перфоратора можно производить непосредственно над устьем скважины перед перфорацией. Перфоратор ПК=85=10×4 пробивает колонну толщиной 12 мм, цементное кольцо на 45 мм и породу на 25 мм. Плотность перфорации 58 отверстий на 1 м (как известно, обычные пулевые перфораторы обеспечивают плотность перфорации 10—12 отверстий на 1 м).

Гидропескоструйная перфорация

За последние годы большое развитие при вскрытии пласта получила метод гидропескоструйной перфорации. Принцип гидропескоструйной перфорации скважин заключается в использовании кинетической энергии и абразивного воздействия струи жидкости с песком, исходящей с огромной скоростью из насадки снаряда через ряд сопел (до восьми) в направлении стенки скважины под дифференциальным давлением (перепадом) 150—300 ат (рис. III.5). Эта струя (жидкости с песком) интенсивно с высокой скоростью разрушает (рассверливает) металл обсадной колонны, пробивает цементное кольцо за ней и породу. Как видно из рис. III.4, при гидропескоструйной перфорации достигается проникновение струи с крупнозернистым песком в породу на глубину в 1000 мм (доходит до 3—4 м).

Аппарат, при помощи которого осуществляется перфорация, называется гидропескоструйным (абразивным) перфоратором.

Эффективность действия абразивной струи пропорциональна мощности последней.

Во избежание истирания самих сопел абразивного перфоратора они изготавливаются из весьма твердого сплава ВК6.

Диаметр отверстий сопел составляет 4—5 мм. Песок для гид-

ропескоструйной перфорации берется широкой фракции от 0,2 до 1,2 мм (объем песка на одну скважино-операцию 8—10 т и концентрация песка в жидкости 50—200 г/л).

Учитывая сравнительно большие гидравлические потери в трубах в процессе перфорации (около 100 ат), избыточное давление на устье должно составлять 250—400 ат. При этом условии скорость перфорации составит 0,6—0,9 мм/сек.

Во избежание забивания труб песком в процессе перфорации устье перфорируемой скважины должно быть оборудовано так, чтобы можно было менять направление закачки жидкости с песком (с прямого на обратное и наоборот). Кроме того, в процессе перфорации либо после ее окончания может начаться открытое фонтанирование скважины. Поэтому на устье перфорируемой скважины заблаговременно должно быть установлено соответствующее оборудование (крестовик, тройник, противовыбросовая задвижка).

Таким образом достигается вскрытие пласта на большую глубину, увеличивается эффективный радиус скважины, обнажается значительная поверхность фильтрации.

Гидропескоструйный метод перфорации по сравнению с другими имеет ряд несомненных преимуществ: а) наибольшее проникновение в продуктивный пласт образованных в процессе перфорации искусственных каналов; б) сохранение естественной пористости, проницаемости и других физических свойств породы; в) сохранение целостности колонны и цементного камня за ней (в отличие от других способов перфорации трещины не образуются); г) расширение области применения гидравлического разрыва пласта и других способов воздействия на призабойную зону скважин, повышение их эффективности.

При перфорации пластов большой мощности необходимо устье скважины (во избежание открытого фонтанирования) дополнительно оборудовать головкой для обратной промывки (б. Цисона). Это позволит по мере перфорации нижних интервалов постепенно приподнимать промывочные трубы и последовательно перфорируют верхние интервалы пласта.

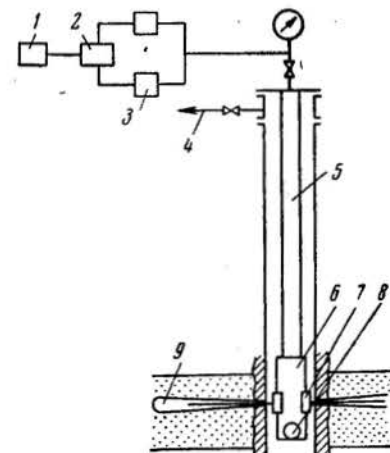


Рис. III.5. Схема гидропескоструйной перфорации.

1 — насосный агрегат, подающий жидкость; 2 — пескосмеситель; 3 — насосные агрегаты для закачки смеси жидкости с песком в трубы; 4 — выкидная линия; 5 — насосно-компрессорные трубы; 6 — гидропескоструйный аппарат; 7 — насадка гидропескоструйного аппарата из сплава ВК; 8 — шаровой клапан; 9 — полость, образованная в пласте в результате гидропескоструйной перфорации.

В целях обеспечения большой эффективности гидродескоструйной перфорации рекомендуется до спуска эксплуатационной колонны очистить стенки скважины (в зоне перфорации) от глинистой корки.

Селективная (избирательная) перфорация скважин

В соответствии с каротажной характеристикой скважин прострел продуктивного пласта обычно осуществляется не по всей мощности, а против наиболее мощных пик (интервалов). Так как в условиях месторождений Азербайджана газонефтяной пласт обычно выражен переслаивающимися пропластками глин, песков и песчаников различной мощности, весьма важно перфорировать в первую очередь те пропластки, которые по каротажной характеристике обладают наибольшей нефтегазоотдачей. Такой метод перфорации называется селективным (избирательным).

Селективная перфорация весьма важна при наличии агрессивных водоносных пропластков в непосредственной близости от газонефтеносных.

Но так как в глубоких скважинах при замере кабеля допускаются погрешности в 2—3 м, очень важно при наличии водоносных пропластков сократить эти погрешности в 10—15 раз, т. е. свести до минимума.

С этой целью еще до спуска эксплуатационных колонн простреливают в породу на определенных, точно замеренных глубинах радиоактивные пули (реперы). После спуска и цементирования колонн довольно легко представляется возможность установить местоположение репера (или двух-трех реперов) и по нему достаточно точно разметить кабель в районе перфорируемого интервала пласта, а также точно установить сопла с зарядами ВВ.

Впервые селективный метод перфорации был разработан и внедрен в НПУ Орджоникидзенефть при перфорации сверхглубоких скважин площади Гоусаны в 1950 г.

Несмотря на длительность и некоторую сложность процесса селективный метод перфорации обладает целым рядом неоспоримых преимуществ: а) исключается прорыв в продуктивный пласт мощных промежуточных вод; б) предотвращается переток нефти и газа из высокопродуктивных в малопродуктивные пропластки; в) в разработку вовлекаются наиболее продуктивные пропластки, высоконасыщенные нефтью и газом; г) исключается прострел непродуктивных (глинистых и песчаных) пропластков, могущих вследствие разрушения скелета пласта затруднить эксплуатацию скважин.

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ПРОВОДКИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

При проводке глубоких скважин наиболее часто встречаются следующие виды осложнений: прихваты инструмента, нефтегазопроявления, водопроявления, образование грифонов, обвалы проходимых пород, бурные поглощения растворов.

Причинами прихватов инструмента могут явиться: недостаточная промывка скважины, что обычно приводит к образованию сальников и сужению ствола; прилипание инструмента к стенкам скважин (особенно в наклонно-направленных скважинах); заклинивание долота или турбобура на забое; переход с большего диаметра долота на меньший; сужение ствола скважин в результате образования на их стенках толстых глинистых корок; обвалы стенок скважин (особенно в процессе спуско-подъемных операций без циркуляции); оседание на забое шлака и утяжелителя; образование так называемых «карманов» при недоводке до места технических колонн.

Прихваты можно предупредить, осуществляя следующие мероприятия.

1. Поддержание параметров глинистого раствора в течение всего процесса бурения в полном соответствии с указаниями геолого-технического наряда и в зависимости от геолого-физической специфики проходимых пород.

2. Обеспечение высоких скоростей восходящего потока глинистого раствора с максимальным использованием мощностей буровых насосов.

3. Промывка скважины до полного удаления с забоя шлама перед подъемом инструмента.

4. Применение утяжеленных бурильных труб (УБТ) с лабиринтовыми канавками.

5. Установка центраторов на УБТ с диаметрами на 12,7 мм меньше диаметра долота; кроме того, установка еще одного центратора через 36 м для УБТ диаметром 178 и 203 мм и через 25 м для УБТ диаметром 146 мм.

6. Расхаживание инструмента и проворачивание его ротором (при вынужденных остановках) через каждые 3—5 мин и отрывание долота от забоя не реже чем через каждые 10 мин (в процессе бурения).

7. Добавка к раствору 5—8%-ной нефти (по объему) и поверхностно-активных веществ (ПАВ); ввод нефти и ПАВ (вводится в циркулирующий раствор в заранее подготовленном виде в гидромешалке в течение одного-двух циклов).

8. Добавка к раствору реагентов — понизителей вязкости (синтан, лигнин, сульфит-спиртовая барда, сульфанол) и известкование комбинированным буровым реагентом (каустическая сода, сульфит-спиртовая барда и известь) для регулирования значения

статического напряжения сдвига (СНС) в пределах 80—100—150 мг/см² за 10 мин и в случаях необходимости утяжеления глинистых растворов до плотности 1,8—2,0 г/см³.

9. Регулирование гидродинамического давления изменением, в определенных пределах значения предельного напряжения сдвига раствора в случаях бурного поглощения раствора вследствие самопроизвольного гидравлического разрыва пласта.

10. Профилактические добавки к раствору различных материалов, незначительно снижающих его плотность (графит не более 0,8%, сульфатол в виде 1—3%-ного раствора в количестве 1—3% при работе на утяжеленных растворах):

11. Химическая обработка растворов на 50 м выше того интервала, где при работе на нормальном растворе начинаются затяжки и посадки инструмента.

12. Включение аварийного дизель-генератора и периодическое расхаживание инструмента в случае отсутствия электроэнергии; разгрузка инструмента примерно на величину веса той части инструмента, которая находится в необсаженном интервале ствола, и прекращение промывки в случае отсутствия на буровой аварийного дизель-генератора с периодическим возобновлением промывки при длительной остановке.

13. Применение автоматического сигнального устройства конструкции КФВНИИ для предупреждения превышения времени останова.

14. Немедленная установка аварийных болтов и расхаживание инструмента или подъем его в башмак технической колонны, когда наблюдается выход из строя пневматической муфты подъемного механизма.

Предупреждение нефтегазоводопроявлений

В целях предупреждения нефтегазоводопроявлений необходимо осуществлять следующие мероприятия.

1. Закачка запасного объема глинистого раствора («освежение раствора») при максимальной производительности имеющихся на буровой насосов, а также при возможности с подключением дополнительных агрегатов.

2. Утяжеление имеющихся на буровой наличных запасов раствора на 10—20% выше удельного веса раствора, имеющегося в скважине; непрерывная циркуляция с дегазацией выходящего раствора на поверхности, его утяжеление и закачка в скважину.

3. Организация по немедленному изготовлению на месте, или подвозу автоцистернами, или перекачки с других буровых (с централизованных глинозаводов) двух-трех объемов запасного утяжеленного раствора.

4. Подъем инструмента от забоя на две-три свечи с непрерывной циркуляцией и закрытие превентера в случае непрерывного поступления из пласта в скважину нефти, воды и газа и невоз-

можности заглушить этот приток прокачкой утяжеленным глинистым раствором. В этом случае выкид от крестовика превентера должен быть открыт в одну сторону, в заранее приготовленную яму, при этом (при закрытом превентере) рекомендуется периодически и плавно, без рывков расхаживать бурильную колонну на длину трубы, находящейся над ротором (труба должна быть смазана легким слоем солидола); в процессе расхаживания необходимо продолжать циркуляцию утяжеленным раствором до полного успокоения скважины.

5. Замена раствора свежим, запасным в случае выброса его из скважины. Эта операция производится при закрытом превентере и избыточном давлении на выкиде; газированный раствор, поступающий из скважины, дегазируется и очищается от породы в глиномешалке, виброситах (сито-конвейере) или гидроциклонной установке.

6. Если в затрубном пространстве скважины начинаются газопроявления, глушение осуществляют закачкой сначала воды, а затем глинистого раствора, постепенно повышая его удельный вес. До глушения скважины на агрегатах (или насосах) следует поднять давление на 2—3 ат выше, чем на превентере и нагнетательной линии; рекомендуется также на нагнетательной линии установить обратные клапаны.

7. Во избежание выбросов перед вскрытием новых нефтегазовых объектов с ожидаемым высоким давлением рекомендуется под ведущей трубой устанавливать обратный клапан.

Предупреждение грифонообразований и борьба с ними осуществляется проведением следующих мероприятий.

1. Как правило, цемент за колоннами следует поднимать до устья либо до перекрытия башмака предыдущей колонны, но во всяком случае с обязательным перекрытием пластов, могущих вызвать грифон.

2. На эксплуатационных колоннах на определенном расстоянии друг от друга устанавливать центрирующие фонари, предотвращающие одностороннее прилегание цемента и обеспечивающие его равномерное расположение за колонной.

3. Подбор эксплуатационной колонны производить в соответствии с ожидаемыми давлениями, а опрессовку труб перед спуском осуществлять на давление 200 ат (водой).

4. Если давление в затрубном пространстве при закрытом превентере начинает возрастать выше давления, могущего вызвать грифон, это давление надо регулировать с помощью задвижек на превентере.

5. Не рекомендуется заливка цементом межтрубного пространства в колонной головке КГК-600, так как это не позволит контролировать затрубное давление скважины.

6. Если грифон (или группа грифонов вокруг скважины) образовался в процессе освоения или эксплуатации скважины, следует немедленно принимать меры к глушению последней (водой, гли-

нистым раствором) с последующим установлением места изъятия в колонне или путей сообщения грифона с поверхностью и их закрытием цементировкой либо спуском дополнительной колонны и ее заливкой.

7. Если грифон образовался в процессе проводки скважины, необходимо временно усилить отбор жидкости и газа из соседних скважин, эксплуатирующих данный пласт, а также временно приостановить закачку воды в системах поддержания пластового давления.

8. Если грифонообразующая скважина на данной площади — единственная, проверить возможность (после глушения скважины) закачкой небольших порций цементного раствора прекратить действие грифона, постоянно контролируя выход раствора в струе, выбрасываемой грифоном.

9. При длительном действии грифона, если затруднен доступ к устью грифонообразующей скважины (и, следовательно, исключается возможность воздействия на грифон), следует прибегнуть к бурению прицельных скважин (не менее двух), направленных на вскрытый данной скважиной грифонообразующий пласт.

Предупреждение обвалов достигается осуществлением следующих мероприятий.

1. Не допускаются резкие колебания давления на стенки скважины в процессе спуско-подъемных операций, промывки, продавки и бурения; плавное нарастание давления при восстановлении циркуляции достигается регулированием задвижками на выкиде; при спуске инструмента рекомендуется производить промежуточные промывки для уменьшения гидродинамического давления на стенки скважины.

2. Подъем инструмента прекращается, и начинается промывка скважины до прекращения перелива промывочной жидкости из затрубного пространства (если перелив начался в процессе подъема буровой колонны).

3. Во избежание деформации пород, слагающих стенки скважины, при длительном бурении одного интервала рекомендуется либо увеличить удельный вес глинистого раствора, либо перекрыть интервал промежуточной обсадной колонной, иначе может произойти обвал. На площадях Азербайджана спуск промежуточных колонн позволил без опасений обвалов и прихватов успешно проводить сверхглубокие скважины.

4. Контролировать и своевременно установить признаки начала обвала, а именно: вынос в процессе бурения шлама в виде чешуйчатой глины; резкое повышение давления на насосах; затяжки инструмента на подъеме; недоводка долота до пробуренного забоя и др.

При обнаружении этих признаков, свидетельствующих об обвале породы, рекомендуется приподнять инструмент на две-три свечи от забоя, начать промывку скважины, постепенно утяжеляя раствор, а затем проработать ствол скважины до восстановления достигнутого забоя.

Предупреждение ухода жидкости в поглощающие горизонты достигается осуществлением следующих мероприятий.

1: Сначала делается попытка установить причину начала поглощения промывочной жидкости, а именно: геологические причины; несоответствие качества глинистого раствора условиям прохождения зон поглощения; быстрый спуск буровой колонны; проработка ствола с большой скоростью и т. д.

2. В зависимости от указанных причин принимать соответствующие меры (добавка в раствор жидкого стекла, каустической и кальцинированной соды, нефти, бурого угля, бентонитовой глины и других материалов по соответствующим инструкциям; подключение дополнительных емкостей для закачки в скважины запасных объемов глинистого раствора).

3. Добавка в раствор так называемого «гороха» (мелко нарезанные тряпки, резиновые отходы, древесные опилки, шелуха, навоз и т. д. по соответствующим инструкциям); после прекращения поглощения раствора закачкой радиоактивных изотопов устанавливают место поглощения и приступают к его изоляции.

4. При потере циркуляции приподнять три-пять свечей от забоя и восстановить циркуляцию; если это не удастся, приподнять еще несколько свечей и восстановить циркуляцию (продолжая эту операцию до тех пор, пока инструмент не будет поднят в башмак предыдущей колонны); последнюю операцию надо осуществлять немедленно при катастрофическом уходе раствора.

5. Более рационально подбирать типоразмеры долот, качество и количество раствора при прохождении поглощающих интервалов для сокращения числа проработок стволов, бурящихся на дренированных площадях.

6. Как правило, не производить бурения без циркуляции глинистого раствора.

7. Во избежание поглощения промывочной жидкости рекомендуется применять гельцементы, алебастровые или алебастро-цементные смеси, пено-цементные растворы, смеси тампонажного и глиноземистого цемента, специальные быстросхватывающиеся (например, нефте-цементные) смеси по соответствующим инструкциям.

Испытание колонн на герметичность

Во всех глубоких скважинах, особенно разведочных, до начала работ по вскрытию пласта и освоению рекомендуется осуществить мероприятия по испытанию эксплуатационных колонн на герметичность. Испытание осуществляется двумя путями: а) опрессовкой на соответствующее избыточное давление; б) снижением уровня в колонне компрессором или оттартыванием до глубины 1000 м.

Колонна считается герметичной, если за 30 мин давление не упадет более чем на 1 ат, а уровень в колонне не повысится более чем на 1 м.

Глава IV

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН И НАЛАЖИВАНИЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Освоением скважин называется комплекс работ по вызову притока из пласта жидкости и газа в скважины (для эксплуатационных) и достижение максимальной приемистости ими жидкости, газа или сжатого воздуха (для нагнетательных). На весь период освоения глубоких скважин, особенно разведочных, составляется соответствующий план.

Процесс освоения скважин начинается с приемки законченных бурением скважин и их опрессовки (или испытания снижением уровня) на соответствующее давление.

В комплекс работ по освоению скважин входят следующие операции.

1. Приемка скважины от конторы бурения.
2. Опрессовка (испытание) эксплуатационной колонны.
3. Подготовка скважины к перфорации (установка крестовика, тройника, прострелочной задвижки; присоединение агрегатов; сооружение площадки для перфорации; заполнение ствола скважины глинистым раствором того же удельного веса, который применялся при вскрытии продуктивного пласта; подготовка запасов утяжеленного раствора в количестве 1,5—2,0 объемов скважины).
4. Отбивка забоя и перфорация.
5. Проведение первого комплекса исследовательских работ (замер пластовых давлений и температур).
6. Спуск лифтовых труб (при фонтанно-компрессорной эксплуатации) и насосных (при глубиннонасосной).
7. Подготовка наземного оборудования (арматура, станок-качалка, выкид, ЛЭП, рабочий и воздушный манифольды, трапы и т. д.).
8. Замена утяжеленного раствора раствором средней, затем нормальной плотности, потом водой и нефтью.
9. Вызов притока одним из существующих методов (продавкой компрессором, аэрацией, воздушно-жидкостными «подушками», оттартыванием свабом либо после спуска вставного насоса или плунжера трубного насоса со штангами — насосом).
10. Пробная эксплуатация скважины со снятием основных параметров продуктивности: пластовое и забойное давления; дебиты нефти, конденсата, газа и воды; состав газа, воды и механических

примесей; динамика изменений затрубных, буферных и рабочих давлений.

11. Проведение второго комплекса исследовательских работ.

12. Разработка технологического режима эксплуатации (либо технологического режима работы нагнетательных скважин).

Все методы освоения скважин и вызова притока жидкости и газа из пласта в скважины основаны на двух принципах снижения противодавления на пласт.

Принцип первый: снижение плотности жидкости в стволе скважины.

Принцип второй: снижение уровня (столба жидкости) в скважине.

Таким образом, приток из пласта жидкости и газа к забоям скважин зависит от перепада между пластовым и забойным давлениями, называемого депрессией (Δp):

$$\Delta p = p_{пл} - p_{заб}. \quad (IV.1)$$

Величина забойного давления зависит от высоты столба жидкости в скважине, плотности жидкости и величины избыточного давления, создаваемого дополнительно на поверхность жидкости:

$$p_{заб} = \frac{H \rho_{ж} g}{10} + p_{изб}. \quad (IV.2)$$

Следовательно, для вызова притока жидкости и газа из пласта в скважины надо снизить $p_{заб}$ на величину Δp и добиться неравенства:

$$p_{заб} < p_{пл}.$$

Как видно из IV.2, для этого надо снизить либо столб жидкости в скважине (H), либо плотность жидкости ($\rho_{ж}$) в стволе скважины, либо избыточное давление ($p_{изб}$).

Следует иметь в виду, что в условиях глубоких скважин на вызов притока жидкости и газа из пласта в скважину влияет ряд побочных факторов — препятствий, составляющих дополнительную депрессию Δp_1 .

Эти дополнительные препятствия являются следствием отрицательного влияния на приток жидкости следующих факторов.

1. Закупорка пор пласта глинистым раствором и выпавшими из него компонентами (глиной, гематитом, баритом и т. д.).
2. Глинизация призабойной зоны скважин.
3. Фильтрация в пласт воды в процессе бурения и освоения скважины.
4. Цементированность пород, слагающих глубокозалегающие пласты.
5. Подвижность песка в пластах, выраженных несцементированными породами.

6. Эксцентricность расположения эксплуатационной колонны, наличие каверн (заполненных раствором, цементом и т. д.), что затрудняет вызов притока из пласта в скважину.

Следует иметь в виду, что эти же дополнительные препятствия проявляются и в неглубоких скважинах, но в меньшей степени. Поэтому, если в неглубоких скважинах величиной Δp_1 можно пренебречь, то при вызове притока жидкости и газа из глубоких скважин нельзя не учитывать величину дополнительных препятствий.

Таким образом, в уточненном виде формула (IV. 1) представится так:

$$\Delta p + \Delta p_1 = p_{пл} - p_{заб}.$$

Зная по данным исследований в процессе бурения и перед освоением скважины величины $p_{пл}$ и $p_{заб}$, нетрудно определить общую необходимую депрессию:

$$\Delta p + \Delta p_1.$$

В нефтепромысловой практике нашли распространение следующие методы освоения скважин (если методы, основанные на снижении удельного веса жидкости ($\gamma_{ж}$), т. е. смена утяжеленного раствора на средний и нормальный, затем на воду и нефть, желаемых результатов не дали: 1) продавка стационарным или передвижным компрессором; 2) продавка двойным способом; 3) аэрация; 4) продавка жидкостно-воздушными подкачками; 5) продавка с мгновенной разрядкой затрубного пространства; 6) продавка с подкачкой в затрубное пространство нефти; 7) продавка с помощью пусковых клапанов; 8) свабирование; 9) отгартывание желонками и глубинными насосами; 10) метод переменных давлений.

Метод переменных давлений при освоении глубоких скважин, проведенных на пласты с высоким давлением с низкой проницаемостью пород, выраженных уплотненными породами, рекомендуется применять: 1) в новых скважинах, показавших при опробовании небольшие притоки; 2) в скважинах с заиленной призабойной зоной, проницаемость которой ниже средней проницаемости пласта; 3) в нагнетательных скважинах для увеличения их поглотительной способности (приемистости).

Осуществляется метод переменных давлений путем периодического надавливания на пласт жидкостью и быстрой разрядкой скважин, т. е. созданием резких депрессий на пласт, благодаря чему очищается призабойная зона скважины и создаются более благоприятные условия для притока жидкости из пласта в скважину.

Метод переменных давлений не рекомендуется применять в скважинах с дефектной колонной (прифильтровой частью), в пробкообразующих скважинах и в скважинах, близко расположенных к водо-нефтяному или газо-нефтяному контакту (во избежание прорыва воды и газа).

Расчеты продавки скважин компрессорами даны в формулах и номограммах А. П. Крылова [83], в «семействах кривых» В. Г. Багдасарова [41] и в формулах И. Ю. Прока [100]. С точки зрения практического осуществления процесс продавки скважин как передвижными компрессорами, так и стационарными через газовоздухораспределительные будки (ГВРБ) также особых трудностей не представляет и дополнительных пояснений не требует.

Что касается остальных методов освоения скважин, ввиду простоты и общеизвестности на описании их мы не останавливаемся, за исключением универсального метода аэрации, разработанного С. А. Оруджевым и А. Н. Матыс.

ВОЗБУЖДЕНИЕ СКВАЖИН АЭРАЦИЕЙ

Сущность метода аэрации заключается в постепенном уменьшении плотности смеси в подъемных трубах при помощи одновременного нагнетания в скважину воды (нефти) и сжатого газа (воздуха).

Для осуществления этого метода устье фонтанно-компрессорной скважины переоборудуется (см. рис. II. 10). Как видно из схемы, к стандартному оборудованию добавляется воздушный манифольд, состоящий из пяти 62-мм вентилях (косых или прямых).

Аэрация обычно осуществляется в двух вариантах.

Первый вариант применяется для пуска скважины, заполненной жидкостью до устья, при отсутствии поглощения в пласт. При закрытых вентилях 1 и 5 и при открытых полностью вентилях 2, 3 и 4 восстанавливается циркуляция жидкости путем закачки ее агрегатом в кольцевое пространство между 102,4 и 463-мм трубами. Агрегат работает на второй скорости при нормальном потреблении газа двигателем.

Давление прокачки фиксируется манометрами 7 и 8. На воздухоподводящей линии из ГВРБ при закрытом вентиле 1 поддерживается давление, фиксируемое манометром 6 и превышающее на 2—3 ат давление циркулирующей жидкости. Этот перепад в 2—3 ат между показаниями манометров 6 и 7 должен поддерживаться в течение всей первой половины процесса аэрации. Избыток давления предотвращает обратный ток жидкости из агрегата в воздушную линию и в ГВРБ.

После восстановления циркуляции открытием вентиля 1 на значительную величину ($1/8$ оборота) рабочий агент направляют в струю циркулирующей жидкости.

По мере продвижения вниз по кольцевому пространству рабочий агент, смешанный с нагнетаемой жидкостью, подвергается дополнительному сжатию весом столба жидкости, но не достигает башмака подъемных труб. Дойдя до башмака, пузырьки рабочего агента постепенно расширяются, отдавая обратно полученную ими энергию, благодаря чему уменьшается удельный вес смеси в подъемных трубах.

С момента включения воздуха давление, отмечаемое манометром 7, постепенно возрастает и, дойдя до какого-то предела, некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси удельный вес жидкости в подъемных трубах в начальный период превышает удельный вес смеси в кольцевом пространстве; благодаря этой разности удельных весов создается дополнительное давление. Когда же нагнетаемая азрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь подъемных труб, разница в удельных весах постепенно исчезает и давление на манометре 7 снова падает.

После того как пузырьки воздуха дойдут до башмака подъемных труб, начинается падение давления нагнетаемой смеси, что фиксируется манометром 7.

С момента начала падения давления подачу сжатого агента увеличивают постепенным открытием воздушного регулировочного вентиля 1. При этом необходимым условием успешной аэрации является сохранение перепада давлений в 2—3 ат между показаниями манометров 6 и 7.

С момента увеличения подачи воздуха необходимо сократить подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а затем на работу на «малом газу» или регулируют подачу жидкости вентилем 4.

С дальнейшим постепенным увеличением подачи сжатого воздуха до полного открытия вентиля 1 останавливают агрегат и полностью включают в скважину продавочный компрессор, после чего вентили 3 и 4 плотно закрывают.

При работе скважины вентили 3, 4 и 5 закрыты, а вентили 1 и 2 открыты.

Продолжительность процесса аэрации зависит от глубины спуска подъемных труб, интенсивности нагнетания смеси и правильного соотношения ее на определенных этапах аэрации, а также от квалификации исполнителей.

При аэрации, например, очень ответственная задача возложена на старшего оператора ГВРБ. Он должен: а) в течение всего процесса аэрации поддерживать на линии азрируемой скважины максимальное давление и направлять избыток воздуха в другие линии; б) по мере снижения давления аэрации постепенно увеличивать количество подаваемого в скважину сжатого воздуха; точно уловив момент продавки, включить полностью продавочный компрессор; в) при внезапной остановке компрессора, от которого ведется аэрация, немедленно заменить его другим или включить воздух из линии с максимальным давлением (в противном случае процесс аэрации может затянуться или вовсе нарушиться); г) при неполадках с агрегатом остановить процесс и полностью закрыть вентиль 1, после чего начать сначала, т. е. с прокачки «мертвой» жидкости, до тех пор, пока не выйдет воздушная подушка от предыдущей аэрации, и лишь тогда подавать воздух; д) точно уло-

вить момент закрытия вентиля 1 и переключить компрессор в другие линии на время возобновления процесса.

Второй вариант применяется для пуска скважин при наличии поглощения (при неполной скважине). В этом случае, не меняя коммуникаций, поступают следующим образом. В кольцевое пространство между 102×63-мм трубами при закрытых вентилях 3, 4 и 5 и открытых вентилях 1 и 2 подается воздух, сжатый до максимально возможного давления, фиксируемого манометром 6. После этого вентили 1 и 2 закрывают, поддерживая все время на линии максимальное давление и перепуская избыток воздуха в другие скважины.

Затем пускают в ход агрегат 9 и при закрытом вентиле 5 и открытых вентилях 3 и 4 жидкостью создают давление (по манометру 8) в жесткой линии, превышающее давление, указываемое манометром 6, на 5—6 ат. В это время открывают вентиль 2 и имеющуюся в кольцевом пространстве воздушную подушку продавливают вниз. После того как давление, указываемое манометром 7, упадет и станет ниже давления, указываемого манометром 6, т. е. образуется необходимый для нормальной аэрации перепад давлений открытием вентиля 1 на небольшую величину ($1/8$ оборота) направляют сжатый воздух в струю подаваемой агрегатом жидкости.

Дальнейший процесс аэрации и освоения скважин ничем не отличается от аналогичных процессов в первом варианте.

Операторы по фонтанно-компрессорной добыче нефти или работники, ведущие аэрацию, должны помнить, что основное условие эффективности и быстроты проведения процесса — это равномерная подача рабочего агента и правильная регулировка производительности насоса. Регулирование соотношений объемов нагнетаемого воздуха и жидкости надо вести так, чтобы предотвратить всплывание пузырьков воздуха в смеси и образование воздушной подушки, не превышая допустимого давления компрессора.

Методом аэрации можно запускать скважины, оборудованные как однорядным, так и двухрядным лифтами.

Рассмотрим ряд вопросов теории и практики эксплуатации скважин фонтанным, компрессорным и глубиннонасосным способами, а также подготовки нагнетательных скважин.

Фонтанный период работы скважин

Это наиболее рентабельный период, с наименьшей затратой людских, энергетических, механических ресурсов и эксплуатационных расходов.

В зависимости от того, насколько рационально построена работа по использованию естественной пластовой энергии на подъем жидкости и по поддержанию пластового давления искусственным

воздействием, меняется продолжительность фонтанного периода работы скважин.

В зависимости от расположения скважин на залежи, их числа и порядка ввода в эксплуатацию (одновременно, с большими, средними, или малыми перерывами между вводом первой и последних), режима эксплуатации (дебиты, газовые факторы, или водные факторы, если движение нефти к забоям скважин осуществляется под напором краевых вод), а также в зависимости от принятой системы поддержания пластового давления и принятого рабочего агента, могут быть получены различные технико-экономические показатели разработки данной залежи.

Комплекс мероприятий, позволяющих контролировать, регулировать и управлять эксплуатацией залежи в целом и воздействовать на нее с поверхности, называется системой разработки этой залежи.

Классическим примером рациональной, подлинно научной разработки недр с использованием как естественных энергетических ресурсов пластов, так и всех возможностей искусственного воздействия, является разработка месторождений Татарии, Башкирии, Куйбышевской области и Нефтяные Камни на Каспийском море. Рациональное использование естественных пластовых ресурсов и искусственного воздействия путем вытеснения нефти водой обеспечило длительное фонтанирование скважин (по 20—25 и более лет) на указанных площадях.

К сожалению, большинство вновь вводимых глубоких и сверхглубоких залежей за неимением технических средств воздействия (труб, насосов и компрессоров высокого давления) вынужденно разрабатывается на истощение. В то же время текущие нужды страны в топливе и нефтепродуктах не позволяют задерживать ввод в эксплуатацию новых залежей до получения оборудования, позволяющего осуществлять искусственное воздействие при больших давлениях.

Кроме того, большая глубина, осложненные условия бурения, крепость проходимых пород (особенно в нижних интервалах) необустроенность новых разведочных площадей приводят к тому, что глубокие и сверхглубокие скважины бурятся в среднем год-полтора, а иногда и больше. В результате появляются большие перерывы во вводе в эксплуатацию (хотя бы пробную) первой и последующих скважин.

Таким образом, создаются предпосылки к нерациональной разработке недр, с большой затратой энергетических пластовых ресурсов при весьма малых коэффициентах нефтеотдачи, с оставлением в пластах больших количеств нефти и конденсата, лишенных двигательной силы. Отсюда те ошибки и просчеты, которые имели место при разработке месторождений Карадаг, Зыря, Карабаглы, о. Песчаный и др.

А. П. Крылов и ряд других авторов [70] считают рациональными те системы разработки, которые удовлетворяют потребности

страны в нефти при наименьших суммарных затратах и при минимальных потерях нефти (в пласте).

Поэтому проект разработки отдельной залежи должен рассматриваться как часть вышеуказанной общегосударственной задачи. Исходя из этого положения каждая отдельно взятая скважина должна рассматриваться как часть всей залежи и ее опытная эксплуатация должна исходить из общей технологической схемы и проекта разработки залежи в целом.

В предварительной технологической схеме разработки залежи предусматривается: опытная (пробная) эксплуатация отдельных разведочных скважин с проведением в них необходимого комплекса исследовательских работ; детальное геологическое изучение залежи, физических параметров пласта, жидкости и газа; выбор схемы разработки залежи и методов воздействия на пласт; примерный суммарный уровень добычи нефти, конденсата и газа из залежи; размещение первоочередных эксплуатационных и нагнетательных скважин на залежи; объем необходимых работ по доразведке залежи и подготовке ее к промышленной разработке; обоснование задания на проектирование разработки месторождения. Обычно такая предварительная технологическая схема разработки залежи составляется на первый этап разработки (5—10 лет) с внесением за этот период необходимых дополнений и изменений в схему. Если на месторождении имеется несколько объектов или площадей самостоятельной разработки, то составляется генеральная технологическая схема разработки. Аналогично технологической схеме разработки одной залежи в этом случае генсхема охватывает в целом все месторождение и входящие в него отдельные нефтегазовые залежи с учетом тех же показателей, но уже в целом по месторождению (в том числе по отдельным залежам).

После уточнения геологических, эксплуатационных и технико-экономических данных опытной эксплуатации скважин (залежи, месторождения), выбора системы разработки и методов поддержания пластового давления, разработки мероприятий по эффективному достижению заданного уровня добычи нефти и газа при возможно высоком коэффициенте нефтеотдачи составляется проект разработки пласта.

В этом проекте намечается план размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин; устанавливаются: конструкция и очередность бурения скважин; методы вскрытия пласта, размеры добычи нефти, газа, конденсата и воды и объемы нагнетаемой в пласт воды для различных этапов его разработки, условия и режим работы для нагнетательных и эксплуатационных скважин; способы эксплуатации во времени и мероприятия по поддержанию установленной водопроницаемости нагнетательными скважинами; сроки эксплуатации пласта в целом и отдельных скважин; количество контрольных и пьезометрических скважин и их местоположение на структуре; методы контроля и регулирования

разработки залежи; технико-экономические показатели разработки залежи.

Переходя к отдельной, вновь вступающей в опытную эксплуатацию скважине, необходимо заметить, что от своевременности и точности проведения в ней всего комплекса исследований по изучению параметров пласта, скважины, жидкости и газа во многом зависит степень точности технологической и генеральной схем, а также проекта разработки залежи (месторождения) в целом.

Исследовательские работы в фонтанных скважинах осуществляются двумя методами: а) методом пробных откачек (при установленном режиме работы скважины) с целью определения продуктивности скважины и разработки технологического режима ее работы; б) по кривой восстановления забойного давления (после остановки скважины) с целью определения параметров пласта.

Кроме того, следует проводить периодический отбор глубинных проб нефти и газа (в начале разработки и затем по установленному графику) с целью определения физико-химических свойств нефти и газа в пластовых условиях. Эта часть исследований фонтанных скважин достаточно подробно изложена в работе [111].

Замеры забойных давлений производятся глубинными манометрами (если лифтовые трубы спущены до середины фильтра или хотя бы до верхних отверстий) или они вычисляются по данным затрубных давлений.

В случае, когда лифтовые трубы спущены не до фильтра, а остановлены на какой-то высоте, забойное давление можно подсчитать по формуле

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{баш}} + \frac{(H-L)}{10} \rho_{\text{ср}} g, \quad (IV.3)$$

где $P_{\text{баш}}$ — давление у башмака подъемных труб (если двухрядный лифт, то — второго ряда), ат; H — глубина скважины (до середины фильтра), м; L — глубина спуска колонны (второго ряда либо фонтанных труб, если однорядный подъемник), м; $\rho_{\text{ср}}$ — средний удельный вес газированной жидкости (вычисляется по данным ряда средних проб нефтегазовой смеси от средних отверстий фильтра до башмака подъемных труб):

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{q + 0,5 d^2}{V + q + 0,5 d^2}, \quad (IV.4)$$

где q — дебит жидкости, л/сек; d — диаметр эксплуатационной колонны, дюймы; V — расход газа, приведенный к среднему давлению на участке от средних отверстий фильтра до башмака фонтанных труб, л/сек.

V можно вычислить по двум формулам:

$$V = \frac{q(\Gamma_0 - \alpha p)}{p}, \quad (IV.5)$$

где q — дебит нефти, л/сек; Γ_0 — газовый фактор, м³/м³; p — давление у башмака подъемных труб, ат; α — коэффициент растворимости, м³/м³ · ат.

Если имеются анализы проб пластовой нефти, то V можно определить по формуле

$$V = \frac{q(\Gamma_0 - A)}{p}, \quad (IV.6)$$

где A — газонасыщенность пробы забойной нефти при давлении p . Забойное давление фонтанных скважин можно приближенно вычислить по данным затрубных давлений. Причем может быть два случая.

1. $p_{\text{заб}} > p_{\text{нас}} > \frac{H \rho_{\text{ср}} g}{10}$: скважина работает с небольшим газовым фактором и у башмака лифтовых (фонтанных) труб нет свободного газа.

2. $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}} < \frac{H \rho_{\text{ср}} g}{10}$: скважина работает с высоким газовым фактором и у башмака лифтовых (подъемных) труб часть газа находится в свободном состоянии.

В первом случае $p_{\text{затр}}$ невелико и в верхней части затрубного пространства имеется газовая подушка. Ее надо выпустить в атмосферу несколькими разрядками (до появления чистой нефти при последней разрядке). После этого вычисляют забойное давление по формуле

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{затр}} + \frac{H \rho g}{10}, \quad (IV.7)$$

где H — глубина скважины (до середины фильтра), м; ρ — плотность нефти:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{затр}} + \rho_{\text{пов}}}{2}, \quad (IV.8)$$

где $\rho_{\text{затр}}$ — плотность насыщенной газом нефти (определяется по глубинным пробам нефти); $\rho_{\text{пов}}$ — плотность нефти на поверхности при температуре окружающей среды.

Определив забойные давления и соответствующие им дебиты при различных режимах работы скважины (изменением диаметра штуцера), легко построить индикаторную кривую и вычислить коэффициент продуктивности k :

$$k = \frac{q_2 - q_1}{p_1 - p_2}, \quad (IV.9)$$

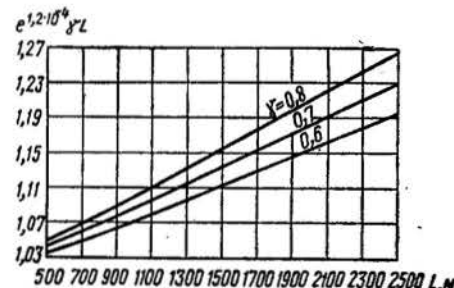


Рис. IV.1. График зависимости e от L при $t=20^\circ\text{C}$.

где q_1 и q_2 — дебиты скважины, $т/сутки$; $p_{затр1}$, $p_{затр2}$ — соответствующие дебитам затрубные давления, $кг/см^2$.

Во втором случае по мере заполнения всего затрубного пространства газом затрубное давление будет отличаться от забойного лишь на величину давления столба газа в затрубном пространстве. В этом случае с некоторыми погрешностями можно подсчитать

$$p_{заб} = p_{затр} e^{\frac{0,3415\gamma L}{T}}, \quad (IV.10)$$

а если T равно 273° (т. е. при $0^\circ C$), то

$$p_{заб} = p_{затр} e^{1,2 \cdot 10^{-4} \rho g L}, \quad (IV.10)$$

где $p_{затр}$ — затрубное давление, $ат$; ρ — плотность газа относительно воздуха; L — длина лифта (фонтанных труб), $м$. Величину $e^{1,2 \cdot 10^{-4} \rho g L}$ можно найти по кривой (рис. IV.1), построенной для условий $t = 20^\circ C$.

Эксплуатация фонтанных скважин

Естественное фонтанирование скважин, как известно, происходит либо под воздействием гидростатического напора, либо за счет энергии расширяющегося газа.

При установившемся режиме работы фонтанной скважины, когда она выбрасывает на поверхность столько же жидкости, сколько поступает из пласта, подъем жидкости происходит по следующему условию:

$$p_{заб} = \frac{H \rho g}{10} + p_{уст} + p_{тр},$$

где $\frac{H \rho g}{10}$ — давление столба жидкости в скважине; H — высота столба жидкости от середины фильтра до устья; ρ — средняя плотность жидкости; $p_{уст}$ — давление на устье (на буфере) скважины; $p_{тр}$ — потери давления на преодоление трения при движении жидкости в скважине.

По Дарси — Вейсбаху потеря напора равна

$$h = \lambda \frac{H}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2g}. \quad (IV.11)$$

Потери давления на трение можно подсчитать по формуле:

$$p_{тр} = \lambda \frac{H}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2g} \cdot \frac{\rho g}{10}, \quad (IV.11)'$$

где λ — коэффициент трения, зависящий от режима движения жидкости; H — глубина скважины (от середины фильтра до устья), $м$; ω — скорость движения жидкости в скважине, $м/сек$; g — ускорение силы тяжести, $м/сек^2$; d — диаметр труб, $м$.

Скорость движения жидкости в скважине можно найти из выражения

$$Q = F \omega; \quad \omega = \frac{Q}{F},$$

где F — площадь сечения фонтанных труб, $м^2$; Q — расход (дебит) жидкости, $м^3/сек$; ω — скорость подъема жидкости, $м/сек$.

Но так как в промысловой практике расход (дебит) жидкости обычно замеряется в $т/сутки$ (Q_1), для получения расхода в $м^3/сек$ будем иметь

$$Q = \frac{Q_1}{86400 \rho g}.$$

И так как $F = \frac{\pi d^2}{4}$,

то

$$\omega = \frac{4 \cdot Q_1}{786400 \pi d^2} = \frac{Q_1}{21600 \pi d^2 \rho g}.$$

Сделав соответствующие подстановки, получим из формул (IV.10)' и (IV.11)':

$$p_{тр} = \lambda \frac{H Q_1^2}{9,32 \cdot 10^9 \pi^2 \rho d^5 g^2}; \quad (IV.10)''$$

$$p_{заб} = \frac{H \rho g}{10} + p_{уст} + \lambda \frac{H Q_1^2}{9,32 \cdot 10^9 \pi^2 \rho d^5 g^2}. \quad (IV.11)''$$

Из формул (IV.10)'' и (IV.11)'' видно, что максимальный дебит из скважины может быть получен, когда устьевое давление равно

$$p_{уст} = 0.$$

Если же скважина закрыта и, следовательно, нет движения жидкости, т. е. $p_{тр} = 0$,

$$p_{заб} = \frac{H \rho g}{10} = p_{пл}.$$

Для случаев, когда фонтанирование скважин происходит под действием энергии расширяющегося газа, А. П. Крыловым выведены следующие расчетные формулы:

а) для вычисления дебита жидкости:

$$Q_{\max} = \frac{2500 d^3 (p_1 - p_2)^{1,5}}{(\rho g)^{0,5} L^{1,5}}; \quad (IV.12)$$

$$Q_{\text{опт}} = \frac{2500 d^3 (p_1 - p_2)^{1,5} [\rho g L - (p_1 - p_2)]}{L^{1,5} (\rho g)^{2,5}}; \quad (IV.13)$$

б) для вычисления расхода газа на подъем жидкости:

$$V_{0(\text{макс})} = \frac{0,8d^{2,5} (p_1 - p_2)^{0,5} (g\rho)^{0,5} L^{0,5}}{\lg \frac{p_1}{p_2}}; \quad (\text{IV.14})$$

$$V_{0(\text{опт})} = \frac{0,8d^{2,5} (p_1 - p_2)^{0,5} [g\rho L - 10(p_1 - p_2)]^2}{(g\rho)^{1,5} L^{1,5} \lg \frac{p_1}{p_2}}; \quad (\text{IV.15})$$

в) для вычисления удельных расходов газа на подъем жидкости:

$$R_{0(\text{макс})} = \frac{0,0077 g\rho L^2}{d^{0,5} (p_1 - p_2) \lg \frac{p_1}{p_2}}; \quad (\text{IV.16})$$

$$R_{0(\text{опт})} = \frac{0,0077 L [g\rho L - 10(p_1 - p_2)]}{d^{0,5} (p_1 - p_2) \lg \frac{p_1}{p_2}}; \quad (\text{IV.17})$$

г) для вычисления диаметра подъемных труб

$$d = 0,074 \sqrt{\frac{g\rho L}{p_1 - p_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{QL}{\rho g L - 10(p_1 - p_2)}}. \quad (\text{IV.18})$$

Приведенные формулы А. П. Крылова могут быть использованы для расчета как фонтанных, так и компрессорных скважин.

В указанных формулах: $p_1 = p_{\text{баш}}$ — давление у башмака лифтовых (подъемных труб) в ат, приближенно можно вычислить, зная рабочее (кольцевое) давление скважины и величину погружения лифтовых труб под уровень жидкости; $p_2 = p_{\text{уст}} = p_{\text{буф}}$ — давление на устье скважины, ат; L — общая длина фонтанных труб, м; d — диаметр лифтовых (фонтанных) труб, мм; $Q_{\text{макс}}$ — максимальный дебит нефти, т/сутки; $Q_{\text{опт}}$ — дебит нефти, получаемый при минимальном расходе газа на ее подъем, т/сутки; $V_{0(\text{макс})}$ — максимальный расход газа (при работе скважины на режиме $Q_{\text{макс}}$), м³/сутки; $V_{0(\text{опт})}$ — минимальный расход газа (при работе скважины на режиме $Q_{\text{опт}}$), м³/сутки; $R_{0(\text{макс})}$, $R_{0(\text{опт})}$ — соответственные удельные расходы газа на подъем жидкости, м³/т; ρ — относительная плотность жидкости.

Если диаметр лифтовых (фонтанных) труб по расчету получится нестандартным, составляют ступенчатую колонну из сочетания двух ближайших стандартных или берут один ближайший стандартный.

Практика эксплуатации фонтанных скважин

Главные требования в бесперебойной эксплуатации фонтанных скважин сводятся к: а) поддержанию их работы на установленном технологическом режиме; б) систематической проверке состоя-

ния штуцеров и их замене строго по графику, а в случаях интенсивного износа и чаще, не допуская разъедания более 0,1 мм на одну сторону; в) систематическому замеру дебита нефти, газа, воды, песка и других механических примесей строго по графику, их учету в специальной замерной книге и в книге документации скважины; г) систематическому замеру и фиксации в дежурной книге затрубных, кольцевых (рабочих), буферных, заштуцерных и на трапе давлений, а также частоты проверок и замены штуцера, степени его износа; д) повседневному контролю за состоянием наземного оборудования и его деталей, замене их по мере износа; е) периодическому осуществлению по графику мероприятий по борьбе с песком, парафином, солеобразованием, эмульсией, металлическими сальниками и другими неполадками при эксплуатации.

Самым важным в обеспечении нормальной бесперебойной эксплуатации фонтанных скважин является регулярная проверка штуцеров и анализ процента механических примесей в струе жидкости. Даже термокорундовые штуцеры, имеющие срок службы по 20 и более дней, в условиях обильного пескопроявления могут быть разъедены буквально через 2—3 ч.

Правильно выбранный диаметр штуцера, своевременная его проверка и замена, принятие соответствующих мер по мере увеличения процента песка в извлекаемой жидкости — важные условия нормальной и длительной бесперебойной работы фонтанных скважин.

Диаметр устьевого штуцера можно рассчитать по формуле Г. Н. Газиева [53]

$$d = 0,27\psi \left(\frac{Q_r \gamma_r}{p_y} \right)^{0,5}, \quad (\text{IV.19})$$

где d — диаметр штуцера, мм; ψ — коэффициент, зависящий от газового фактора, изменяющийся в пределах 1,0—1,1 (для плотного газа $\psi = 1,0$); Q_r — дебит газа, м³/сутки; γ_r — плотность газа, г/см³; p_y — устьевое давление (перед штуцером), равное p_k , ат.

На площадях, где фонтанная эксплуатация скважин осуществляется с поддержанием пластового давления, установленные технологическим режимом отборы жидкости и газа должны увязываться с темпами закачки в пласт воды (газа, воздуха), изменениями пластовых давлений, процентом обводненности добываемой жидкости и другими факторами.

В связи с внедрением в настоящее время на промыслах систем автоматизации и телемеханизации процессов нефтедобычи существенно облегчается контроль за работой и обслуживанием фонтанных скважин, так как представляется возможным осуществлять: а) автоматический дистанционный замер дебита скважин; б) автоматический дистанционный замер затрубных, буферных, рабочих (кольцевых), заштуцерных и на трапе давлений; в) автоматиче-

скую проверку и замену штуцера; г) автоматический контроль за работой механических скребков — завихрителей по борьбе с парафином; д) автоматический контроль за откачкой нефти из мерников, а также за работой дозаторных насосов по закачке в скважины различных реагентов по борьбе с гидрообразованием, образованием парафина, солей, эмульсии, железистых сальников, песчаных пробок и т. д.

Рекомендации по предупреждению и борьбе с неполадками при эксплуатации скважин приведены в работе [17].

В работе [32] разработаны мероприятия по увеличению срока фонтанирования скважин на новых площадях. В этой работе уточнена разработанная ранее методика определения срока фонтанирования нефтяных скважин (при условии $p_{заб} > p_{нас}$), проверены и определены сроки фонтанирования скважин на новом месторождении Кюровдаг НПУ Ширваннефть. При этом установлено удовлетворительное совпадение расчетных и практических данных. Одновременно разработаны рациональные конструкции и рекомендуемые длины лифтов для различных геолого-технических условий новых месторождений, выведены формулы для определения объема песка в смеси жидкость — песок, объема песка в смеси жидкости — газ — песок, высоты песчаной пробки, образующейся во время работы фонтанной скважины и при ее остановке по тем или иным причинам.

Для продления сроков фонтанирования скважин в условиях пескопроявления были разработаны и рекомендованы следующие мероприятия.

1. Упорядочение системы поддержания пластового давления с периодическим внесением коррективов по нагнетательным скважинам и на определенных участках в зависимости от хода процесса.

2. Контроль за изменением процента собственной воды, имеющейся в продукции скважин, по мере разработки месторождения, а также привнесенной за счет искусственного воздействия; внесение в зависимости от этого необходимых коррективов в процесс.

3. Установление на основе данных исследования оптимальных режимов эксплуатации фонтанных скважин (диаметр штуцера).

4. Спуск фонтанных труб в середину фильтра, а в ряде случаев и ниже.

5. Уменьшение диаметра «хвостовых» труб с 63 до 50,3 и 40,3 мм.

6. Применение приспособлений, изменяющих живое сечение фильтровой части скважины.

7. Дострелы и перестрелы фильтра; приобщение новых пропластков, ранее не вовлеченных в разработку.

8. Обработка призабойной зоны скважины (ГРП, солянокислотная, ПАВ и др.).

Компрессорный период работы скважины может быть весьма продолжительным (десятки лет) и кратковременным (несколько месяцев). Несмотря на крайнюю нерентабельность, этот способ

эксплуатации вместе с тем имеет довольно широкий диапазон применения, а именно: а) для подъема больших количеств жидкости с больших глубин; б) для рациональной эксплуатации полуфонтанных (периодически фонтанирующих) скважин, в которых естественной пластовой энергии на подъем жидкости до устья не хватает; в) для успешной эксплуатации скважин, осложненных обильным и частым пробкообразованием; г) для осуществления форсированного отбора жидкости из сильно обводненных скважин.

Если в качестве рабочего агента на подъем жидкости при компрессорной эксплуатации используется газ, то такая система называется газлифтом, если воздух — эрлифтом. Применение газлифта более рационально, чем эрлифта, так как при этом повышается к. п. д. лифта, улавливается и используется газ самой скважины и выпадающий при компрессии газобензин, а также существенно сокращается образование эмульсии и парафина и почти исключается коррозия труб, приводящая к образованию металлических сальников. Однако из-за нехватки газа для осуществления замкнутого газлифтного цикла в большинстве случаев на промыслах применяется эрлифт со всеми вытекающими отрицательными последствиями.

В ряде случаев замкнутый газлифтный цикл осуществляется на отдельных промыслах, имеющих ресурсы газа (например, НПУ им. Серебровского, г. Баку). Иногда газлифт осуществляется закачкой газа прямо из скважины в скважину через ГВРБ, минуя компрессорную станцию. В таком случае система носит название бескомпрессорного газлифта.

Для сжатия воздуха до 50 ат (а с применением дожимных компрессоров до 60—100 ат) используются компрессоры с газомотором и электроприводом, устанавливаемые на компрессорных станциях; от последних прокладывается разводящая сеть общих воздухоприводов (102—168 мм) и так называемых продавочных линий 62—102 мм до газовоздухораспределительных будок (ГВРБ).

Продавочные линии (в которых обычно работают один-два компрессора с давлением 80—100 ат) служат для продавки (запуска) скважин.

В момент продавки скважин оператор ГВРБ обязан сообщить об этом по телефону машинисту компрессорной станции. Последний на срок продавки скважины берет под особый контроль работу продавочного компрессора (компрессоров).

Выделение отдельных линий (компрессоров) для продавки скважин вызвано тем, что если пуск (продавка) скважин будет вестись из общих линий, то при дефиците сжатого воздуха по ГВРБ может нарушиться режим (нормальная работа) одновременно всех скважин, питающихся от данной ГВРБ. Кроме того, по условиям продавки в ряде случаев требуется кратковременное повышение давления, что легче осуществить по одному-двум компрессорам, чем сразу по 12—14.

Существует две системы подачи рабочего агента в скважины: кольцевая и центральная. Из них наибольшее распространение на промыслах получила кольцевая система, заключающаяся в том, что рабочий агент подается при двухрядном лифте в кольцевое пространство между первым и вторым рядами труб и при однорядном — в затрубное пространство.

При работе по центральной системе рабочий агент подается в подъемные трубы, а подъем жидкости осуществляется по кольцевому (затрубному) пространству. Эта система удобна тем, что при ее осуществлении пусковые (продавочные) давления несколько ниже, чем при кольцевой системе, и представляется возможным отбирать больше жидкости, так как кольцевое сечение скважины больше сечения подъемных труб.

Однако в условиях бакинских месторождений эта система не рекомендуется, так как в присутствии большого количества песка будут интенсивно разъедаться муфты подъемных труб, внутренняя поверхность воздушных труб и эксплуатационная колонна (при однорядном лифте). Кроме того, при работе по центральной системе осложняются работы по очистке кольцевого пространства и эксплуатационной колонны от продуктов коррозии, солевых и парафинистых отложений.

Учитывая же некоторые положительные свойства центральной системы, в ряде случаев устье скважин оборудуют так, чтобы продавку скважин вести по центральной системе (для снижения пускового давления), а уже после установления нормального режима переводить скважину на работу по кольцевой системе. Такое оборудование устья скважины очень важно, так как оно позволяет при образовании железистых сальников в кольцевом пространстве пробивать их кратковременным переключением работы скважины по центральной системе.

Запуск (продавка) скважины компрессорным способом заключается в следующем. После сборки оборудования и его опрессовки в кольцевое пространство скважины начинают нагнетать сжатый воздух, который по мере роста давления отжимает жидкость к башмаку подъемных труб и далее в подъемные трубы. Часть жидкости при этом будет оттесняться в затрубное пространство (при двухрядном лифте) и часть поглощается пластом (если давление в скважине превышает пластовое). На картограмме (рис. IV. 2) нарастание давления в кольцевом пространстве скважины обозначается плавно возрастающей кривой (участок *a*). Такое нарастание давления будет происходить до участка *б*, когда жидкость из кольцевого пространства скважины будет полностью вытеснена в трубы и частично в пласт и в затрубное пространство. Сжатый воздух, проникнув в подъемные трубы, начинает выталкивать жидкость из скважины на поверхность. Следует заметить, что в скважинах с высокими статическими уровнями перелив жидкости начнется несколько ранее, а интенсивное выталкивание (уже после аэрации) столба жидкости внутри труб — проникшим из

кольцевого пространства сжатым воздухом. Момент интенсивного выброса жидкости на картограмме характеризуется наивысшей точкой давления (в данном случае около 60 ат). Это давление называется продавочным (пусковым). После этого начинается сначала весьма плавное, а затем крутое падение давления (участок *в*). Дело в том, что после выброса давление у башмака подъемных труб резко падает и становится ниже пластового. В результате начинается поступление жидкости из пласта в скважину и переток жидкости из затрубного пространства (при двухрядном лифте) по закону сообщающихся сосудов в кольцевое пространство и в подъемные трубы. Этот момент на картограмме (участок *д*) обозначается некоторым плавным нарастанием давления.

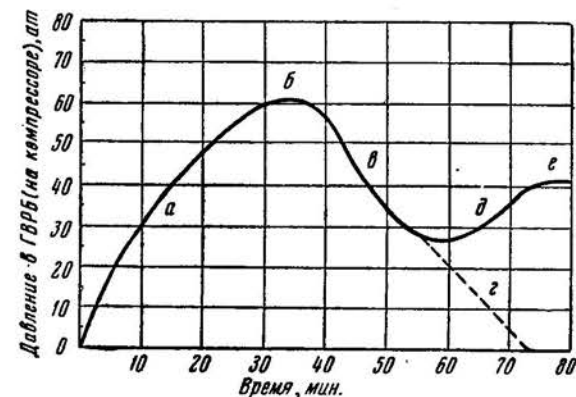


Рис. IV.2. Схема продавки (запуска) компрессорных скважин.

Если на забое скважины имеется песчаная пробка, перекрывающая фильтр, или при перфорации скважины колонна не пробита (и, естественно, притока жидкости из пласта в скважину нет), кривая давления не будет нарастать, а будет катастрофически снижаться (участок *г*, указан пунктиром), стремясь к нулю. С устья скважины будет пролетать чистый воздух (по промышленной терминологии «пролет»).

Если же пробки нет и скважина пробита, то из пласта будет притекать жидкость, которая сжатым воздухом будет выталкиваться на поверхность. С течением времени установится устойчивый режим работы пласта и лифта при определенном рабочем давлении у башмака подъемных труб, в данном случае при 42—43 ат (участок *е* на кривой рис. IV. 2).

Приводятся расчетные формулы для определения пусковых давлений:

при двухрядном лифте кольцевой системы

$$P_{\text{пуск}} = \frac{h_1 \rho g}{10} \cdot \frac{D^2}{D^2 - a_2^2 + a_1^2}; \quad (\text{IV.20})$$

при однорядном лифте кольцевой системы

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h_1 \rho g}{10} \cdot \frac{D^2}{d^2}; \quad (IV.21)$$

при работе по центральной системе

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h_1 \rho g}{10} \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}, \quad (IV.22)$$

где $p_{\text{пуск}}$ — пусковое давление, ат; D , d_1 и d_2 — соответственно диаметры эксплуатационной колонны, воздушных и подъемных труб, м; h_1 — погружение подъемных труб под статический уровень жидкости, м; ρ — плотность жидкости в скважине (для упрощения расчетов принята равной 1).

Существует несколько способов снижения пусковых давлений. Самым простым и доступным среди них является метод постепенного допуска колонны труб. Однако в пробкообразующих скважинах он не может быть рекомендован, так как в период между двумя допусками, когда производится разрядка кольцевого пространства от находящегося в нем сжатого воздуха, возможно оседание песка на забое (пробкообразование).

Эффективным и несложным с точки зрения практического осуществления является метод аэрации. Остальные методы снижения пусковых давлений для ввода скважин в эксплуатацию компрессорным способом (использование пусковых клапанов конструкции инж. М. А. Абдуллаева Московского нефтяного института, дифференциальных муфт, двойной метод продавки, разработанный Л. М. Стукало и С. Р. Гробштейном, метод свабирования, метод надавливания на пласт) имеют ограниченное применение.

Исследование компрессорных скважин

Компрессорные скважины в основном исследуются методом установившихся отборов (пробных откачек), для чего изменением диаметра устьевого штуцера либо подачи сжатого воздуха (газа) изменяют количество отбираемой жидкости. Забойные давления при этом измеряют глубинными манометрами либо вычисляют по данным рабочего (кольцевого) давления.

Исследование компрессорных скважин можно проводить либо при неизменном расходе рабочего агента, но регулируя отборы жидкости изменением диаметра штуцера (способ Г. К. Максимова), либо при неизменном диаметре штуцера (т. е. при неизменном противодействии на устье), но регулируя отборы жидкости изменением подачи рабочего агента (метод АзНИИ ДН).

Метод Г. К. Максимова заключается в следующем. При установившемся режиме работы скважины при штуцере определенного сечения производят замеры дебита, расхода рабочего агента и величину рабочего (кольцевого) давления. Затем умень-

шают диаметр штуцера (противодавление на устье) и, выждав несколько часов, производят те же замеры. Изменив вновь диаметр штуцера по достижении установившегося режима работы, вновь производят соответствующие замеры. Изменяя таким образом режимы работы скважины, получают соответствующие этим режимам точки забойных давлений и строят индикаторную кривую. Если эта кривая носит прямолинейный характер, то по ней можно вычислить коэффициент продуктивности. Если полученные по данным двух режимов коэффициенты продуктивности совпадают, то эту величину принимают за коэффициент продуктивности пласта:

$$k_{п1} = \frac{q_1 - q_2}{p_2 - p_1}; \quad k_{п2} = \frac{q_2 - q_3}{p_3 - p_2},$$

где $k_{п1}$ и $k_{п2}$ — коэффициенты продуктивности при рабочих (кольцевых) давлениях p_1 и p_2 ; q_1 , q_2 , q_3 — дебиты скважин при различных режимах работы (при различных диаметрах штуцеров).

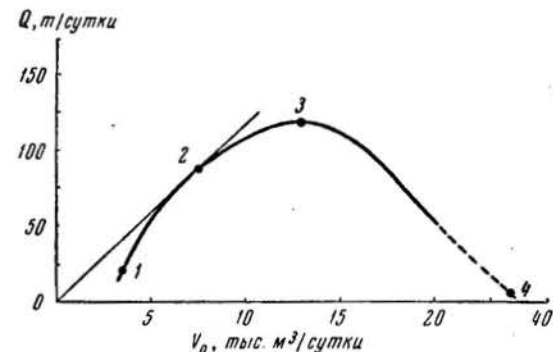


Рис. IV.3. График исследования компрессорных скважин методом АзНИИ ДН $Q=f(V_0)$.

Если $k_{п1} = k_{п2}$, то зависимость дебита скважин от давления у башмака труб или от забойного давления будет прямолинейной.

В промышленной практике большее применение получил метод исследования компрессорных скважин, разработанный АзНИИ ДН. Заключается он в установлении зависимости дебита скважин Q от количества подаваемого в скважину рабочего агента V_0 .

Кривая $Q=f(V_0)$ параболического вида имеет четыре характерные точки (рис. IV. 3).

Точка 1 для компрессорной скважины находится на некотором удалении от начала координат, так как лифт начинает работать не сразу после начала подачи рабочего агента, а спустя некоторое время, пока накопившийся в кольцевом пространстве сжатый воздух отдавливает жидкость к башмаку подъемных труб и далее в трубы.

Карточка

исследования глубокой компрессорной скв. 1277 промысла 8 НПУ
Орджоникидзенефть

Дата исследования: с 4/V 1967 г. по 23/V 1967 г.

Горизонт: ПК₁

Забой: 2503 м.

Фильтр: 2473—2476 м.

Подвеска колонны: 63×102 мм — 1650 м.

Подаваемая жидкость: нефть и вода.

№ точки	Дата	Суточный расход рабочего агента, м ³ /сутки	Среднесуточный дебит, т			Вода, %	Песок, %	Удельный расход рабочего агента, м ³ /т
			нефти	воды	всего			
I	20—23/V	19 300	8,7	286,2	294,9	97,0	0,1	66
II	18—19/V	20 700	10,0	297,5	307,5	97,0	0,1	68
III	4—10/V	22 400	13,2	301,8	315,0	97,0	0,1	71
IV	11—12/V	24 000	10,2	300,3	310,5	97,0	0,1	77
V	13—16/V	25 200	11,5	287,5	299,0	96,0	0,1	82

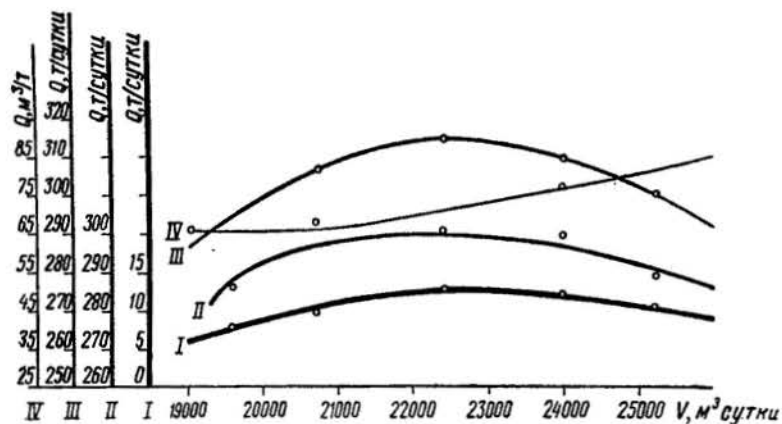


Рис. IV.3а. График исследования скв. 1277 НПУ Орджоникидзенефть.

Физически это можно представить следующим образом. Количество нагнетаемого в скважину рабочего агента оказывает столь большое давление на пласт, что приток жидкости из пласта оказывается меньше, чем выбрасывает лифт, и поэтому часть рабочего агента расходуется впустую, не производя никакой полезной работы.

Если и далее продолжать нагнетание рабочего агента в скважину, то можно прийти к такому положению, когда вовсе прекратится поступление жидкости из пласта в скважину и в трубы будет пролетать чистый воздух. Этому моменту соответствует точка 4 на кривой $Q=f(V_0)$, когда дебит жидкости равен нулю, а количество подаваемого рабочего агента имеет максимальное значение.

Зная указанные характерные точки кривой $Q=f(V_0)$, покажем на конкретном примере исследование компрессорной скважины методом АЗНИИ ДН.

Приводится пример исследования глубокой компрессорной скв. 1277 на промысле 8 НПУ Орджоникидзенефть. Как видно из карточки исследования (табл. 20) и приведенных на рис. IV. 3а

кривых, скважина исследовалась при пяти точках, соответствующих технологическим режимам работы данной скважины. Для достижения установленного режима работы скважины нагнетание сжатого воздуха в пределах, указанных в соответствующей графе карточки, осуществлялось в течение не менее двух суток. После этого производилось по три—пять замеров дебита скважины (по жидкости, нефти, воде), из которых вычислялись средние значения дебита, приведенные в графе «Среднесуточный дебит». При этом производились расчеты процента песка и воды в добываемой жидкости и удельные расходы рабочего агента, соответствующие конкретному режиму работы скважины. Затем полученные точки соответствующих значений дебита нефти, воды, жидкости и удельного расхода рабочего агента наносились в масштабе на миллиметровую бумагу. Соединив полученные точки плавной кривой, получим кривую $Q=f(V_0)$ (см. рис. IV. 3а). Как видно из кривых III и I, максимальное количество жидкости (315 т/сутки) и соответствующее ей максимальное количество нефти (13,2 т/сутки) получается при нагнетании в скважину 22 400 м³/сутки сжатого воздуха. Удельный расход рабочего агента на тонну жидкости при этом составляет 71 м³/т.

Из карточки исследования скв. 1277 (см. табл. 20) видно, что дальнейшее увеличение количества подаваемого сжатого воздуха до 24 000 и 25 200 м³/сутки уже не приводит к увеличению дебита жидкости и нефти, а наоборот — к его снижению и по жидкости и по нефти.

А при снижении подачи рабочего агента до 20 700 м³/сутки дебит скважины снижается по жидкости до 287,5 т/сутки и по нефти до 10,0 т/сутки.

Следовательно, оптимальным режимом эксплуатации данной скважины является режим, при котором в нее нагнетается 22 400 м³/сутки сжатого воздуха, этот режим и установлен.

Очень важно при исследовании компрессорных скважин методом АзНИИ ДН строго выдерживать во времени (в течение всего периода исследования на данном режиме) равномерность подачи сжатого воздуха. Для достижения этого на картограмме исследуемой скважины очерчивается ровный concentрический круг, которому соответствует выбранный режим суточной подачи рабочего агента в данную скважину. Окружность, характеризующая фактическую подачу рабочего агента в исследуемую скважину, должна строго совпадать с заранее очерченной на картограмме.

Исследование скважин по трем-четырем точкам нежелательно, так как при этом могут быть ошибки (нарушение режима подачи сжатого воздуха, неправильный замер дебита), что исказит характер кривой $Q=f(V_0)$.

Эксплуатация глубоких скважин глубинными насосами

Глубиннонасосный период эксплуатации скважин — самый длительный из всех существующих. Он длится многими десятилетиями. Для неглубоких и средней глубины скважин с небольшими отборами жидкости и при незначительном выносе песка глубиннонасосный способ добычи нефти более рационален, чем компрессорный. При глубиннонасосном способе добычи нефти полностью или частично исключаются такие нежелательные осложнения, как образование эмульсии, железистых сальников и др. Однако, как видно из данных табл. 11, при эксплуатации глубоких скважин при существующем наземном и подземном оборудовании диапазон применения глубиннонасосного способа добычи нефти значительно сокращается, снижается межремонтный период работы скважин и глубинных насосов, их коэффициент подачи.

Так, при существующем оборудовании представляется возможным добывать 21 м³/сутки жидкости при высоте подъема ее 3000 м и 35 м³/сутки при высоте подъема 2500 м. Наиболее слабым звеном в оборудовании для подъема жидкости с больших глубин являются насосные штанги, частые обрывы которых в значительной степени влияют на межремонтный период работы скважин. Кроме того, из-за недостаточной механической прочности 50,3-мм насосных труб приходится применять 63-мм трубы либо ступенчатую колонну 75,9×63 мм. При движении по 63-мм трубам сравнительно небольших количеств жидкости ухудшаются условия выноса песка, который зачастую оседает в трубах над плунжером (вставным насосом), приводит к их заклиниванию и другим не-

поладкам. Большинство ныне эксплуатирующихся на бакинских промыслах глубоких глубиннонасосных скважин имеет большую кривизну либо пробурено наклонно-направленным способом (НПУ им. 26 бакинских комиссаров).

Несмотря на указанные трудности вследствие чрезмерной нерентабельности эксплуатации глубоких малодебитных скважин компрессорным способом, они эксплуатируются глубинными насосами, в основном вставного типа.

Теоретическая производительность глубиннонасосной установки подсчитывается по общеизвестной формуле

$$Q = FSn1440. \quad (IV.23)$$

Фактическая же суточная производительность (в т) глубиннонасосной установки подсчитывается по формуле

$$Q_1 = FSn\alpha\rho 1440, \quad (IV.24)$$

где F — площадь сечения плунжера, м² ($\frac{\pi d^2}{4}$, где d — диаметр насоса, мм); S — длина хода полированного штока, м; n — число качаний балансира в минуту; α — коэффициент подачи насоса; ρ — плотность жидкости, т/м³.

Q_1 всегда меньше Q , за исключением того случая, когда глубиннонасосная скважина периодически фонтанирует и выбрасывает суммарно за сутки больше жидкости, чем это позволяют теоретически параметры насосной установки (d, S, n).

Фактическая же производительность глубиннонасосной установки, как правило, всегда меньше теоретической вследствие вредного влияния на работу установки газа, песка, парафина, солей, утечек жидкости через зазор между плунжером и насосом, через клапанные узлы, через резьбовые соединения насосных труб, а также потерь длины хода полированного штока вследствие удлинения и сокращения длины штанг при ходе вверх и вниз.

На основе теоретических исследований и анализа практических данных для рациональной эксплуатации глубоких малодебитных скважин осложненных вредным воздействием газа можно рекомендовать медленный длинноходовой режим помпирования (при числе качаний 4—5—6—9 и при длине хода 1,8—2,1—2,4—3,0 м и более). Такой режим позволяет добиться большего коэффициента наполнения глубинного насоса за счет накопления резервного столба жидкости у приема насоса и за счет лучшей сепарации газа в газовых якорях и других защитных приспособлениях.

Исследование глубиннонасосных скважин

Глубиннонасосные скважины исследуют методом установившихся отборов, изменяя один из параметров или оба (S или n) и производя одновременно замеры эхолотом динамического уровня

столба жидкости в скважине (для вычисления забойного давления при различных режимах откачки).

В ряде случаев для замера забойного давления применяют лифтовые глубинные манометры с многодневным заводом часового механизма, спускаемые на насосных трубах, на приеме глубинного насоса. При высокой подвеске насоса рекомендуется лифтовый манометр спускать на специальных «хвостовых» (40,3—50,3 м) трубах, ближе к забою скважины.

Следует заметить, что применение «хвостовых» труб в сильно песчаных скважинах весьма эффективно с точки зрения создания лучших условий для выноса песка с забоя скважин на дневную поверхность.

Имея данные о забойных давлениях при различных режимах откачки (дебитах), строят индикаторную кривую и определяют коэффициент продуктивности скважин.

В последнее время для исследования глубиннонасосных скважин применяют также метод прослеживания скорости восстановления забойного давления после остановки скважины.

Исследование глубиннонасосных скважин с достаточной точностью можно проводить также по динамограммам, снятым при различных режимах откачки жидкости.

Ю. А. Балакировым разработан новый метод исследования глубиннонасосных скважин гидропрослушиванием и волнометрированием, не получивший, однако, пока достаточного распространения на промыслах.

ГЛУБИННОНАСОСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН ЗА РУБЕЖОМ

Эксплуатация глубоких скважин за рубежом глубинными насосами как штанговыми, так и бесштанговыми развита довольно широко.

И. М. Муравьев и И. Т. Мищенко [84], ссылаясь на различные источники, приводят следующую таблицу максимальных глубин спуска штанговых глубинных насосов (табл. 21):

Таблица 21

Конструкция колонны штанг, м	Диаметр насоса, мм	
	32	44
максимальная глубина спуска насосов, м		
16	1505	1245
16 × 19	2003	1661
16 × 19	2460	2004
16 × 19 × 22 × 25	2895	2400

По данным табл. 21 видно, что глубина спуска насосов находится в полной зависимости от прочностной характеристики ко-

лонны насосных штанг. Анализируя материалы зарубежной практики, авторы приходят к выводу о том, что для увеличения глубин спуска насосов следует идти по пути снижения нагрузок на головку балансира либо повышения качества материала насосных штанг.

В первом случае предлагается применять глубинные насосы малых диаметров либо уменьшать вес колонны штанг, употребляя ступенчатые (многоразмерные) конструкции.

При применении глубинных насосов малого диаметра очевидно, что надо использовать длинноходовые станки-качалки и длинноходовой режим помпирования, так как работа при больших числах качаний нежелательна.

Одним из путей снижения нагрузок на головку балансира авторы считают совместную работу глубинного насоса и газлифта (в верхних интервалах скважины) либо последовательную работу двух колонн глубинных штанг.

В качестве приводов глубиннонасосных установок на промыслах США применяются станки-качалки, выпускаемые фирмами ЭМСКО, Бетлехем Сапплай, Паркерсбург и др.

Так, фирмой Бетлехем Сапплай выпускаются станки-качалки с допустимой нагрузкой на головку балансира при 20 качаниях в минуту 164 700 фунтов (~42 т) при длинах ходов 1,63; 2,13; 2,64; 3,15; 3,66 м.

Фирма ЭМСКО выпускает станки-качалки с нагрузками на головку балансира порядка 90—130 тыс. фунтов с длинами ходов до 2,18 м.

Некоторое распространение на промыслах США нашли станки-качалки с пневматическим уравновешиванием.

Учитывая, что наилучший режим работы глубиннонасосной установки длинноходовой, при небольших числах качаний, фирма Аксельсон создала длинноходовую насосную установку с нагрузкой на головку балансира 133 200 фунтов (~34 т) при числе качаний 4—6,5 в минуту и длине хода 7,62 м.

Установки с гидроприводом, работающие на воде, выпускает также фирма Ойлвелл с нагрузкой на головку балансира 165 000 фунтов (при длинах хода 4,5—6,9 м и числе качаний 4—7 в минуту).

Таблица 22

Динамический уровень, м	Месторождение	
	Калифорния	Мид-Континент
3050 и выше	—	1
2743—3049	1	1
2440—2742	29	10
2135—2439	96	49

Таблица 23

Колонна штанг, мм	Глубина, м	Номинальная нагрузка, т	Длина хода, м	Диаметр плунжера, мм	Скорость откачки, ход/мин	Напряжение штанг, 10 ⁶ н/м ²	К. п. д. насоса
22×19×16 (трубы за-якорены)	2135	~ 28	3,94	44	12,5	241,15	0,8
22×19×16 (трубы за-якорены)	2377	~ 28	—	38	—	—	—
	2682	~ 28	—	32	—	—	—
	2926	~ 28	—	29	—	—	—
	2042	~ 36	8,15	51	6,5	241,15	0,8
25×22×19 25×22×19×16 (трубы не заякорены)	2316	—	—	44	—	—	—
	2591	—	—	38	—	—	—
	2896	—	—	32	—	—	—
	3109	—	—	29	—	—	—
	2012	—	—	63	—	—	0,92
	2255	—	—	57	—	—	0,91
	2545	~ 39	5,49	51	7,5	241,15	0,89
25×22×19 25×22×19×16 (трубы не заякорены)	2865	—	—	44	—	—	0,86
	3231	—	—	38	—	—	0,815
	3581	—	—	32	—	—	0,75
	3764	—	—	29	—	—	0,71
	3886	—	—	27	—	—	0,66
	2463	—	—	51	—	—	0,875
	2865	~ 39	9,15	44	6,0	241,15	0,86
22×19×16 25×22×19 (трубы заякорены)	3231	—	—	38	—	—	0,815
	3581	—	—	32	—	—	0,75
	3764	—	—	29	—	—	0,71
	3886	—	—	27	—	—	0,66
	2133	~ 45	—	63	4,7	—	—
	2438	~ 45	9,15	57	4,7	241,15	0,8
22×19×16 25×22×19 25×22×19×16 (трубы заякорены)	2743	~ 45	—	51	4,7	—	—
	3048	~ 45	—	44	4,7	—	—
	3353	~ 45	—	38	4,7	—	—
	3658	~ 45	—	32	4,7	—	—
	2133	~ 45	—	63	5,5	—	—
	2438	~ 45	7,62	57	5,5	241,15	0,8
22×19×16 25×22×19 25×22×19×16 (трубы заякорены)	2743	~ 45	—	51	5,5	—	—
	3048	~ 45	—	44	5,5	—	—
	3353	~ 45	—	38	5,5	—	—
	3658	~ 45	—	32	5,5	—	—
	2133	~ 45	—	63	6,8	—	—
	2438	~ 45	6,1	57	6,8	241,15	0,8
22×19×16 (трубы заякорены)	2743	~ 45	—	51	6,8	—	—
	3048	~ 45	—	44	6,8	—	—
	3353	~ 45	—	38	6,8	—	—
	3658	~ 45	—	32	6,8	—	—
	2133	~ 39	6,1	51	7,0	241,15	0,8
	22×19×16 (трубы не заякорены)	2438	—	—	44	—	—
2743		—	—	38	—	—	—
3048		—	—	32	—	—	—
3448		—	—	29	—	—	—

Для глубиннонасосной эксплуатации на промыслах США применяются насосно-компрессорные трубы диаметром 60, 73 и 89 мм стандартные и усиленные. В первом случае трубы выпускаются с невысаженными наружу концами, во втором — только с высаженными концами. На невысаженных (гладких) трубах нарезается резьба — 10 ниток на 1", а на трубах с высаженными концами — 8 ниток на 1".

Согласно стандартам API (Американского нефтяного института), насосные штанги в США выпускаются следующих размеров: 1/2, 5/8, 3/4, 7/8, 1 и 1 1/8". Штанги марки С изготавливаются из углеродистой стали, штанги марки К — из никельмолибденовой.

Штанги подвергаются различным видам термообработки (обжиг, нормализация, закалка и отпуск).

По данным Тихоокеанского отделения API в Калифорнии, к области глубоких скважин в США относятся скважины с дебитом 25 м³/сутки при глубине откачки до 3000 м и с дебитом 16 м³/сутки при глубине откачки до 3600 м. По тем же данным число работающих глубинными насосами глубоких скважин представлено в табл. 22.

В табл. 23 приведена техническая характеристика работы глубоких глубиннонасосных скважин на промыслах Калифорнии и Мид-Континента.

На промыслах Мид-Континента ряд глубоких скважин эксплуатируется погружными электроцентробежными насосами фирмы РЭДа Памп. С глубины 1700—1850 м такие насосы поднимают на поверхность 220—320 м³/сутки жидкости.

Изучая вопросы утечек через зазоры пары плунжер — цилиндр глубинного насоса, Н. Д. Дрэготеску [57] пришел к выводу, что для глубин 2000—3000 м можно рекомендовать глубинные насосы с зазором в 0,051 мм, соответствующие классу II точности по принятой в СССР классификации.

ПРАКТИКА ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН НА ПЛОЩАДЯХ АЗЕРБАЙДЖАНА

На конкретных примерах из практики нефтепромыслов Азербайджана приводится описание процессов освоения и ввода в эксплуатацию глубоких и сверхглубоких скважин.

Освоение скв. 143 (площадь Карабаглы)

Конструкция скважины изображена на рис. IV. 4.

Забой скважины отбили на глубине 3410 м (V горизонт ПТ) и на глинистом растворе плотностью 1,80 г/см³ произвели перфорацию в интервалах: 3400—3387 м; 3376—3378 м; 3362—3357 м

(всего 294 отверстия). При перфорации скважина вела себя спокойно. Спустили подъемную колонну: 63 мм — 2061 м; 75,9 мм — 405 м; 102 мм — 877 м (всего 3343 м). Устье скважины оборудовали фонтанной арматурой марки 2АФТ2" — 500 ат; на рабочем манифольде установили многоступенчатые штуцеры: на верхней струне 10, 12, 14 мм; на нижней — 9, 12, 14 мм; на третьей запасной струне — 8, 10, 12 мм. На отводе тройника также были оборудованы три ступенчатых штуцера для разрядки в случае подъема давления на буфере и в затрубном пространстве. Тройник был соединен с агрегатом для глушения и подкачки воды в случае замерзания. Крестовик с обеих сторон был оборудован ступенчатыми штуцерами (8, 10 и 12 мм) для разрядки в случае повышения $p_{зат}$ выше предела. Одновременно крестовик был соединен с агрегатами для подкачек и глушения скважины.

Заменили глинистый раствор водой. Максимальное давление на агрегате было 300 ат. Скважина стала бурно проявляться, остановили процесс замещения. При закрытой скважине избыточное давление на воде составляло 200 ат. Скважину пустили по 7-мм штуцеру, она перешла на газоконденсатную смесь и стала бурно фонтанировать при давлениях: $p_{буф}$, равно 340 ат, $p_{затр}$ — 180 ат. Для снижения давления в затрубное пространство периодически подкачивали воду, сбивая $p_{затр}$ до 150—160 ат. Таких подкачек воды в затрубное проводили за сутки 5—6 раз (35—40 м³/сутки воды). В связи с ростом давления скважину перевели на 8-мм штуцер, при этом имели: $p_{буф}$, равно 330 ат, $p_{затр}$ — 200 ат, дебит газа 232 тыс. м³/сутки, дебит конденсата 130 м³/сутки. В целях уменьшения количества подкачек воды и предотвращения частых замерзаний штуцеров и задвижек перешли на подкачку в затрубное пространство нефти. Это полностью предотвратило замерзания штуцеров, задвижек, выкидной линии, устранило повышение $p_{затр}$ выше предела. Кроме того, давление выкидной линии со 130—140 ат снизилось до 80—90 ат.

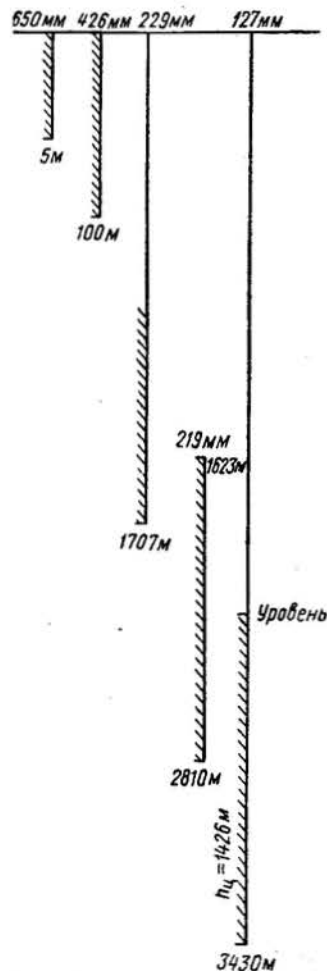


Рис. IV.4. Конструкция скв. 143 (площадь Карабаглы).

предотвращения частых замерзаний штуцеров и задвижек перешли на подкачку в затрубное пространство нефти. Это полностью предотвратило замерзания штуцеров, задвижек, выкидной линии, устранило повышение $p_{затр}$ выше предела. Кроме того, давление выкидной линии со 130—140 ат снизилось до 80—90 ат.

При указанных параметрах скважина работала продолжительное время. При этом газоконденсатный фактор составлял 1792 м³/м³; выход конденсата на 1 м³ газа 536 г при давлении на трапе 60 ат.

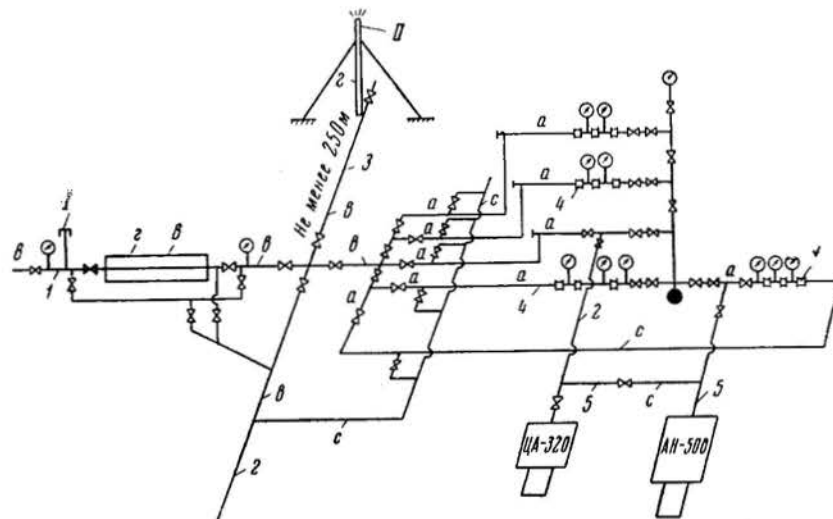


Рис. IV.5. Схема обвязки устья сверхглубоких скважин на площади Карабаглы. 1 — выкид в трапный парк; 2 — выкид в амбар; 3 — линия в дымогар; 4 — штуцер; 5 — линия к агрегатам; 6 — газовая печь. Материалы для сборки манифольда: а — из 73-мм буровых труб; б — из 102-мм насосно-компрессорных труб; в — из 63-мм насосно-компрессорных труб; г — из 273-мм обсадных труб; 1 — предохранительный клапан на 70 ат; 11 — дымогар.

В аналогичных условиях на той же площади велось освоение при повышенных давлениях другой глубокой высокодебитной газоконденсатной скважины (скв. 132). Схема обвязки устьевого оборудования указанных скважин приведена на рис. IV.5.

Освоение скв. 93 (площадь Карадаг)

Конструкция скважины: 650-мм — 6 м; 426-мм — 48 м; 299-мм — 2240 м (подъемом цемента 380 м); 219-мм «хвостовик» 2137—3969 м (подъемом цемента 900 м); эксплуатационная колонна 127×168 мм — 4275 м (168-мм — 1990 м, 127-мм — 2285 м, подъем цемента 610 м). Искусственный забой скважины 4268 м (объект ПК). Скважина в пределах продуктивных объектов бурилась глинистым раствором плотностью 2,26 г/см³ с вязкостью по СПВ, равной 100 сек.

После проведения гамма-нейтронного каротажа с одновременной отбивкой забоя перфорировали без труб перфоратором ПБ2-85 в интервале 4238—4232 м (105 отверстий).

После третьей перфорации был отмечен слабый перелив жидкости. Спустили двухрядную колонну: ряд I — 4225 м (63-мм — 2486 м, 102-мм — 1737 м); ряд II — 63-мм — 1500 м. Установили фонтанную арматуру на пробное давление 600 ат, манифольд и продавочную линию изготовили и смонтировали из 75,9-мм бурильных труб и задвижек от фонтанной арматуры на пробное давление 400 ат. Опрессовали кольцевое и затрубное пространства на 250 ат, выкидную линию на 150 ат. Заменяли глинистый раствор плотностью 2,25 г/см³ глинистым раствором плотностью 1,6 г/см³, затем раствор сменили на воду — скважина не проявляла себя. Освоение скважины велось методом аэрации по штуцерам 18, 21 и 26 мм.

Скважина вступила в эксплуатацию при давлениях: $p_{буф} = 180$ ат, $p_k = 130$ ат, $p_{затр} = 30$ ат, $p_{вык} = 65$ ат с дебитом газа 700 000 м³/сутки. Постепенно возросли давления: $p_{буф} = 212$ ат, $p_{затр} = 234$ ат, $p_k = 256$ ат. Скважина работала по 15-мм штуцеру на струне и по 6-мм штуцеру в затрубном пространстве. Штуцеры часто разъедались. Периодически по мере возрастания давления в затрубном пространстве до 270 ат прекращали отбор с затрубного пространства, увеличивая диаметр штуцера на струне. Непрерывными подкачками воды давление в затрубном пространстве сбивали в течение 1 ч 30 мин до 215—220 ат.

Штуцеры применялись ступенчатые, заменяли только диаметр первого штуцера.

С целью снижения давления в затрубном пространстве скважину перевели на работу по затрубному пространству через 13—14-мм штуцер, уменьшив диаметр штуцера на струне до 11 мм. Штуцеры устанавливались по обе стороны затрубного пространства для периодической проверки. В то же время проводили разрядку из межколонного пространства 299×168 мм. Затем пустили скважину по верхней струне через 17-мм штуцер и одновременно по нижней струне через 9-мм штуцер, прекратив отбор из затрубного пространства, в которое при давлении 260 ат начали подкачку воды. При этом $p_{затр}$ постепенно возросло до 278 ат, в течение 10 мин оставалось постоянным, затем резко упало до 200 ат. В то же время давление в межколонном пространстве возросло до 100 ат. Открыли до отказа разрядную задвижку на колонной головке, давление ниже 100 ат не снижалось. Через 15 мин из межколонного пространства скважина стала выбрасывать жидкость и газ. Открыли скважину по затрубному пространству через 13-мм штуцер с одной стороны и 14-мм штуцер — с другой, одновременно по верхней струне — через 16-мм штуцер. Приступили к подкачке в кольцевое пространство воды. После 1,5 ч подкачки закрыли трубное пространство, направив поток полностью по затрубному пространству. После 5—6-часовой прокачки водой удалось сбить давление в затрубном пространстве до 80—100 ат, затем продолжали прокачку (глушение скважины) раствором плотностью 1,6 г/см³ с переходом на глинистый раствор $\rho = 1,8$ г/см³.

Подняв подъемные трубы, установили слом колонны на глубине 762—764 м.

После ряда работ по цементированию и разбуриванию цемента в стволе скважины, не давших эффекта, спустили 114-мм колонну на глубину 1822 м, уровень цемента поднялся на 1160 м. Опресовка показала герметичность новой дополнительной колонны. Спустили однорядный 50,3—63-мм подъемник на глубину 3436 м.

В процессе освоения скважины 5 раз меняли задвижки на нижней и верхней струнах из-за имевших место пропусков, а один раз глушили скважину для замены посадочной (центральной) задвижки. Скважина была введена в нормальную эксплуатацию при пара-

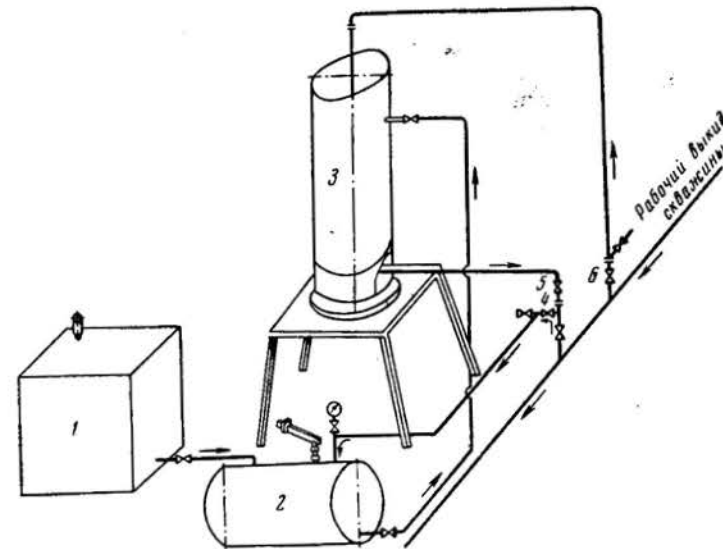


Рис. IV.6. Схема установки для борьбы с гидратообразованием (НПУ Карадагнефть).

метрах: $p_{буф} = 221$ ат, $p_{затр}$ (кольцевое) = 225 ат, $p_{вык} = 17$ ат с дебитом газа, равном 900 000 м³/сутки, с дебитом конденсата 100 т/сутки при штуцерах на струне 12 мм, в затрубном (кольцевом) пространстве 14 мм.

Исследование скважины проводили изменением диаметра штуцеров.

На каждом режиме работы производили замеры дебита газа, конденсата, воды, буферного и затрубного давлений. При этом определялись: удельный вес газа и конденсата, содержание механических примесей в конденсате и забойное давление (аналитическим способом).

По полученным данным построили график зависимости $p_{заб}$ от дебита газа и определяли пластовое давление, коэффициенты продуктивности и проницаемости.

В скважине наблюдались частые случаи гидратообразования. Основным методом борьбы с гидратообразованием является дозировка метанола в выкидные линии скважины.

Дозировка метанола производится при помощи метанольной установки, разработанной в НПУ Карадагнефть. Принцип работы установки заключается в следующем (рис. IV. 6). Метанол сливается самотеком из бака 1 в баллон 2, оборудованный предохранительным клапаном. После заполнения баллона путем открывания вентилей 4 газ из выкидной линии скважины выдавливает метанол из баллона в емкость 3. Затем закрывают вентиль 4, открывают вентили 5 и 6, выдают метанол из емкости 3 в выкидную линию через штуцер диаметром 0,5—1 мм. Весь процесс дозировки метанола в выкидную линию производится газом самой скважины при давлении 0,5 ат.

Для борьбы с отложениями парафина в стволе скважины кроме механических методов борьбы (скрепки) применяются также химические методы (закачка пенореагента в кольцевое пространство скважины).

В НПУ Карадагнефть для выноса накопившейся на забоях газовых и газоконденсатных скважин воды недавно начали применять жидкий пенообразователь.

При контакте пенообразователя с накопившейся водой образуется пена плотностью 0,2—0,3 г/см³, что обеспечивает легкий вынос этой пены восходящей струей газа.

Дозируют пенообразователь в затрубное пространство скважины через приваренный сосок при помощи тех же установок для закачки метанола (см. рис. IV. 6).

Освоение скв. 20 (площадь Южная)

Площадь Южная расположена в Каспийском море на расстоянии 60 км восточнее Баку, в 5 км от южной косы о-ва Жилого.

Конструкция скв. 20 следующая: направление 20" — 50 м (подъем цемента до устья); кондуктор 426 мм — 90 м (подъем цемента до устья); техническая колонна 299 мм — 2335 м (подъем цемента 600 м); эксплуатационная колонна 168 мм — 3484 м (подъем цемента до устья) на глубине 3475 м.

Опрессовка показала герметичность (168 мм) эксплуатационной колонны. Проверка на приток снижением уровня в скважине на 1400 м в течение 6 ч также показала, что скважина герметична. Спустили 102-мм насосно-компрессорные трубы до глубины 1500 м под прострел. Отбили забой электроперфоратором ПБ-2-85 на глубине 3472 м. Перфорировали скважину в интервале 3433—3428 м (63 отверстия) на растворе плотностью 1,70 г/см³. Вскрыли горизонт НКП. Скважина при перфорации слабо поглощала. Подняли 102-мм трубы. Спустили колонну: ряд I 63 мм — 1919 м; 102 мм — 1501 (всего 3420 м); ряд II 63 мм — 1150 м. Со-

брали фонтанную арматуру высокого давления 2АФ-60-320 тройникового типа (двухструнную), систему для ступенчатого снижения давления и контрольно-измерительные приборы. Из-за ожидаемых высоких давлений и дебитов обвязка устья была выполнена по схеме, обеспечивающей двусторонний отбор продукции через трубное и затрубное пространства. Рабочий и воздушный манифолды были смонтированы из элементов фонтанной арматуры на 125 ат. На каждой рабочей линии установили предохранительные пластинки на 90—100 ат. Схема обвязки устья скв. 20 приведена на рис. IV. 7.

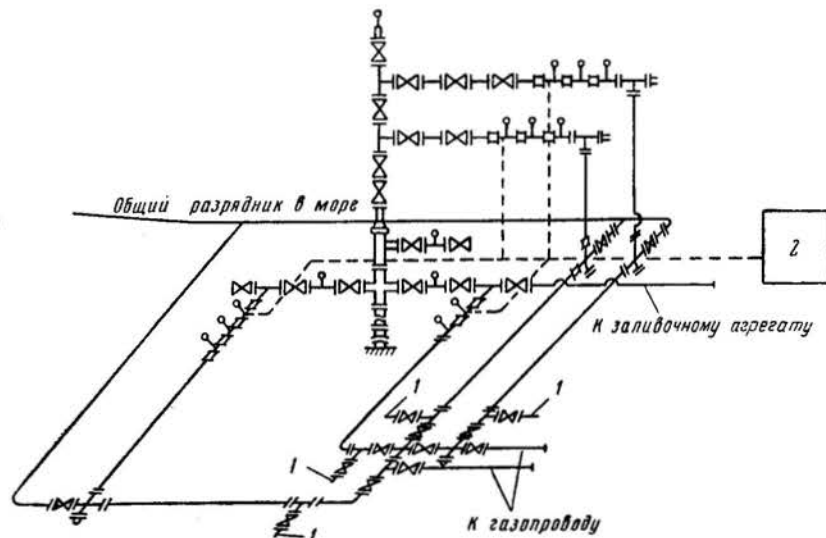


Рис. IV.7. Схема обвязки устья глубокой морской скважины (скв. 20) на площади Южная.

1 — предохранительные пластинки; 2 — дозаторный насос.

Освоение скважины велось при штуцерах: на верхней струне 9—12—15; на нижней струне 20—22, на затрубном пространстве 7—10—13 мм. После замены раствора водой и прокачки до чистой воды через затрубное и кольцевое пространство проявлений не было. Продавили скважину газом из соседней скв. 7 через кольцевое пространство при 90 ат, скважина начала проявлять. Давление на буфере поднялось до 180 ат.

Освоение скважины велось с подкачкой нефти в затрубное пространство, что повышало температуру гидратообразования. Через день в течение 10 мин давление на буфере резко поднялось до 240 ат; $p_k=245$ ат, $p_{затр}=220$ ат, $p_{вык}=55-60$ ат. В 13 ч затрубное давление поднялось до 220 ат.

При обследовании устья скважины обнаружили пропуски через резьбовые соединения пробки на колонной головке и через саль-

ник 102-мм задвижки на отводе 299-мм технической колонны. Скважину открыли по затрубному пространству ($D_{шт}=7-10-13$ мм), давление упало до 200 ат.

Установили на 299-мм колонне отвод с манифольдом и задвижкой. Открыли 102-мм задвижку: давление за колонной 35 ат. Начали глушение скважины водой.

Установили на верхней струне 6-мм штуцер и в течение 4 ч заглушали скважину водой. Закрыли скважину при параметрах: $p_{буф}=35$ ат, $p_k=25$ ат, $p_{затр}=15$ ат. Разрядили пространство между 168 и 299-мм колоннами до нуля. Изменения устьевых давлений не наблюдалось. С целью уточнения места пропуска закачали в затрубное пространство газовую «подушку» при 100 ат и открыли задвижку на 299-мм технической колонне и пьедестале. Пропуска газа не наблюдалось. Скважину ввели вновь в работу по верхней струне ($D_{шт}=9-12-15$ мм). Закачали в затрубное пространство 31 м³ нефти. При этом давление сначала упало до нуля, а затем постепенно стало подниматься. При $p_{буф}=205$ ат, $p_{затр}=85$ ат, $p_k=210$ ат скважину включили в линию.

С целью борьбы с гидратообразованием начали дозировать в выкид метанол. Скважина работает при давлениях: $p_{буф}=230$ ат, $p_{затр}=212$ ат, $p_k=220$ ат с одновременным отбором продукции по верхней струне (штуцер 9—12—15 мм) и по затрубному пространству (штуцеры 10—12—14 мм).

Среднесуточный дебит скважины: газа 300 000 м³, конденсата 45 т.

Забойное давление, замеренное глубинным манометром, при $D_{шт}=10-13-15$ мм составило 308 ат и при $D_{шт}=11-14-16$ мм 297 ат.

Замеры пластового давления не производились из-за невозможности закрыть скважины, так как иначе резко повышаются устьевые давления, нарушается целостность эксплуатационной колонны, что может привести к грифонообразованию и открытому фонтану. Пластовое давление, рассчитанное по устьевым параметрам, на начало разработки равнялось 353 ат, в настоящее время 320 ат.

Борьба с гидратообразованием в выкидных линиях скважин на площади Южная ведется путем закачки метанола в поток газа после первой ступени штуцера при помощи дозаторных насосов марки НД-25В. Максимальная производительность этих насосов при давлении 250 ат составляет 25 л/ч. При среднесуточном расходе метанола на одну скважину не более 600 л устанавливаются два дозаторных насоса, один из которых является резервным, а при расходе более 600 л — три насоса, из которых один резервный. Кроме того, на некоторых скважинах после первой ступени штуцера устанавливается водосборник. При этом резко уменьшается расход метанола на борьбу с гидратообразованием, что значительно снижает себестоимость добываемого газа.

Продукция всех газоконденсатных скважин при входе в сепарационные установки на головных сооружениях ПГРС на о. Жилом в осенне-зимний период подогревается горячим паром, что предотвращает образование кристаллогидратов в сепараторах.

Освоение скв. 18 (площадь Кюрсангя)

Конструкция скважины следующая: 426-мм кондуктор — 197 м; 299-мм техническая колонна — 2839 м; эксплуатационная колонна 127×168 мм — 3700 м, переводник — 1864 м ($H_{ц}=1300$ м). Перфорировали колонну перфоратором ПК-85 на глинистом растворе плотностью 2,20 г/см³ в интервалах 3543—3541; 3536—3532; 3483,5—3481,5; 3471,5—3470,5; 3461,5—3460,5 м (всего 160 отверстий).

Спустили колонну: ряд I 63 мм — 1700 м, 102 мм — 1745 м (всего 3445 м); ряд II 63 мм — 1650 м.

Сменили раствор плотностью 2,20 г/см³ на воду: скважина не проявляла себя. Продавили азрацией на 80 ат, давление упало до 20 ат, скважина начала подавать раствор с глинистой породой, забивала штуцеры и трубы хвостовика ряда I; включили агрегат, подкачивали воду при производительности агрегата 23 м³ в 1 ч при p , равном 120 ат, через каждые 10—15 мин, давление мгновенно доходило до 200—220 ат, что грозило разрывом эксплуатационной колонны от мгновенного гидравлического удара. Решили заглушить скважину раствором, после чего залили скважину цементом, установив цементный стакан на глубине 3415 м и перфорировали колонну на растворе плотностью 2,10 г/см³ в новом интервале 3356—3348 м (80 отверстий). Спустили колонну: ряд I 63 мм — 1700 м, 102 мм — 1660 м (всего 3360 м); ряд II 63 мм — 1550 м. Сменили раствор на воду, скважина начала фонтанировать нефтью через 8-мм штуцер с дебитом 310 м³/сутки при $p_{буф}=155$ ат, $p_{заб}=150$ ат, $p_k=150$ ат (нефть плотностью 0,930 г/см³ с загрязненностью 38,9%).

После исследования решили ограничить отбор жидкости: по 7-мм штуцеру скважина при $p_{буф}=200$ ат, $p_{заб}=210$ ат давала нефть 280 м³/сутки.

Низкотемпературная сепарация газа

Наиболее дешевым и простым методом промысловой обработки природного газа, обеспечивающим достаточную степень извлечения из него пропан-бутановых и бензиновых фракций и снижающим точку росы, является его низкотемпературная сепарация (НТС). Этот метод нашел широкое распространение на многих газовых и газоконденсатных промыслах страны. Первые установки НТС были сооружены на газоконденсатных промыслах Краснодарского края в 1960 г. Затем установки НТС, выполненные по раз-

ный экономический эффект. Расходы, связанные с сооружением и эксплуатацией холодильной установки, окупаются в среднем за 4—5 месяцев.

При работе НТС была достигнута сепарация газоконденсатной смеси при температуре минус 8—10°С.

Точка росы сепарированного газа — минус 16°С, количество выделенного сырого конденсата увеличилось по сравнению с обычной сепарацией на 30—40%.

**Схема опытной установки
для низкотемпературной сепарации
(Краснодарский край)**

На рис. IV.9 приведена принципиальная схема опытной установки для низкотемпературной сепарации, впервые примененной на Ленинградском месторождении Краснодарского края. Основными элементами этой установки являются: теплообменник, дроссель, низкотемпературные сепараторы.

Технология низкотемпературной сепарации проходит следующим образом. Из скважины продукция по выкиду поступает в теплообменник 2, где она подвергается предварительному охлаждению противотоком холодного газа, поступающего из низкотемпературных сепараторов.

Несколько охлажденный газ, но еще содержащий влагу, подается к дросселям-штуцерам, установленным перед сепараторами 4. В связи с резким снижением давления и температуры газа при прохождении через штуцеры происходило его охлаждение до отрицательных температур (минус 10—12°С).

В сепараторе 4 газ проходит через отверстия так называемого отклонителя. Капли конденсата, кристаллогидраты и частицы выделившейся влаги под действием силы тяжести оседают в нижней части сепаратора 4, а сухой, охлажденный и очищенный газ — в его верхней части, откуда поступает в газосборный коллектор или (по мере необходимости) частично используется повторно на технологический процесс низкотемпературной сепарации, т. е. повторно подается в кожух теплообменника для предварительного охлаждения поступающего из скважины сырого газа. Количество газа, используемого на эти цели, регулируется вручную задвижками либо автоматически при помощи редукционных клапанов.

Большой диаметр сепаратора 4 обеспечивает почти полное оседание влаги и тяжелых углеводородов, мелкие частицы которых вследствие небольших скоростей восходящего потока в сепараторе коагулируются в более крупные капли и падают на дно последнего.

Для замеров количества газа, проходящего через сепараторы и теплообменники, используются обычные расходомеры ДП-430, а для наблюдения за уровнем жидкости в сепараторах — уровнемеры конструкции ВНИИгаз.

Во избежание образования гидратов в теплообменнике в него вводятся антифризы (метанол или ДЭГ). Метанол и ДЭГ в теплообменник подаются либо насосами, либо самотеком за счет перепада давления, создаваемого при помощи шайбы 1.

Для отделения гидратов на линии после теплообменника установлена инерционная ловушка 3, в которую по инерции спадают

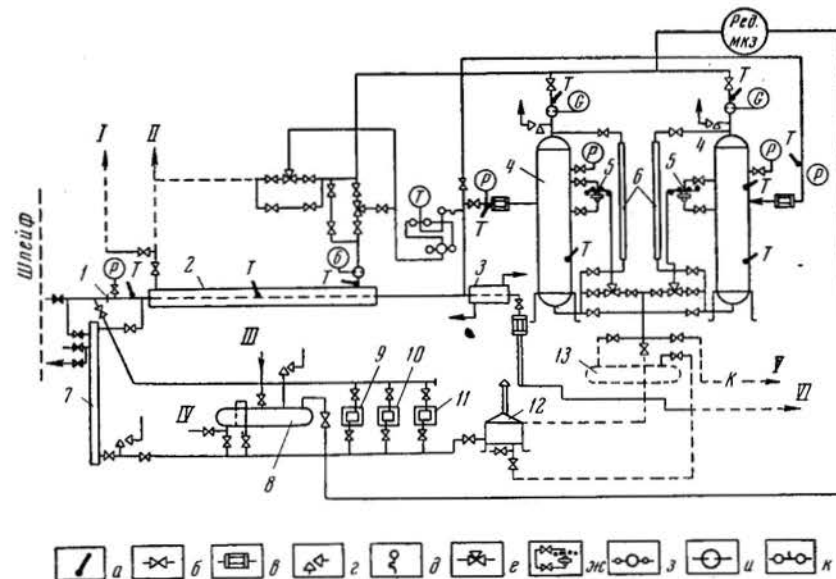


Рис. IV.9. Схема опытной установки низкотемпературной сепарации (Ленинградское месторождение Краснодарского края).

1 — шайба; 2 — теплообменник (труба в трубе); 3 — инерционная ловушка; 4 — сепаратор; б — удерживатель РУКЦ; б — трубка для замера уровня конденсата; 7 — сосуд для дозирования метанола; 8 — емкость для приема метанола или диэтиленгликоля; 9, 10, 11 — насосы; 12 — емкость для периодического замера конденсата; 13 — промежуточная емкость; а — карман для замера температур; б — задвижка (вентиль); в — нерегулируемый быстросменный штуцер; г — предохранительный клапан; д — регулятор уровня; е — панель переключения с автоматического управления на ручное; и — камерная диафрагма; к — знак пневматического устройства прибора; Г — для определения расхода; Т — прибор для замера температуры; Р — прибор для определения давления; К — конденсат. Линии: I — на факел; II — газ в газовый коллектор; III — ввод метанола или диэтиленгликоля; IV — продувная линия (дренаж); V — конденсат в конденсатопровод; VI — линия продувки газосепаратора.

летающие с газом кристаллогидраты. При подогреве в ловушке они разлагаются на воду и конденсат.

Корпуса сепараторов постоянно подогреваются при помощи парового змеевика и защищаются от потерь тепла теплоизоляцией. Это необходимо для предотвращения промерзания внутренних стенок и закупорки нижней части сепараторов выделившимися кристаллогидратами. Стенки же сепараторов подогреваются периодически по мере образования корки кристаллогидратов на внутренней поверхности их корпусов.

Технологические параметры отдельных элементов установки НТС и характеристика их работы следующие.

Скорость восходящего потока газа в сепараторе, м/сек	0,1
Давление перед штуцером, ат	140—160
Расход пара на обогрев сепараторов при давлении 2 ат, кг/ч	100
Давление в конденсаторопроводной системе, ат	20—25

В систему НТС входят: два сепаратора диаметром 0,7 м, высотой 3,5 м и с рабочим давлением 55 ат; теплообменник типа «труба в трубе» диаметрами соответственно 168 и 89 мм и толщинами стенок 6 и 9 мм; внутренняя труба при этом берется высокого давления. Общая длина теплообменника 140 м. Поверхность теплообменника (считая во внутренней трубе) 34 м².

Борьба с гидратообразованием на морских промыслах

Климатические условия Азербайджана, в частности Апшеронского полуострова, относительно благоприятны для транспорта газа, и только в осенне-зимний период, когда температура окружающего воздуха падает до -5 — $+5^{\circ}\text{C}$, наблюдается образование гидратов в газопроводах высокого давления.

Высоконапорный газ, в котором и наблюдается образование гидратов, добывается в Азербайджане из газоконденсатных месторождений Карадаг, Зыря, Дуванны, Южная и др. Газоносные пласты располагаются на большой глубине (более 3000 м) и характеризуются высокими начальными пластовыми давлениями и температурами.

В первый период разработки указанных месторождений давления на устьях скважин составляли 280—320 ат, температура от $+55$ до $+70^{\circ}\text{C}$.

На Карадагском и Зырянском газоконденсатных месторождениях в целях борьбы с гидратообразованием в осенне-зимний период применялся подогрев продукции перед ее поступлением в трапы. Обогрев трубопроводов осуществлялся с помощью передвижных парогенераторных подогревателей. В последние годы в связи с падением пластового давления на устьях скважин Карадагского и Зырянского месторождений гидратообразования в выкидных линиях не наблюдается. Газ высокого давления, направляемый в магистральный газопровод Карадаг—Тбилиси—Ереван, по трассе которого отмечаются значительно более низкие температуры, подвергается осушке. Осушка газа осуществляется методом абсорбции (ДЭГ) на головных сооружениях Закавказского управления магистральных газопроводов в Сангачалах.

Наиболее сложные условия для транспорта газоконденсатной продукции имеют место на морском газоконденсатном месторождении Южная.

Особенностью этого месторождения является то, что транспорт добываемой продукции осуществляется с помощью шлейфов, про-

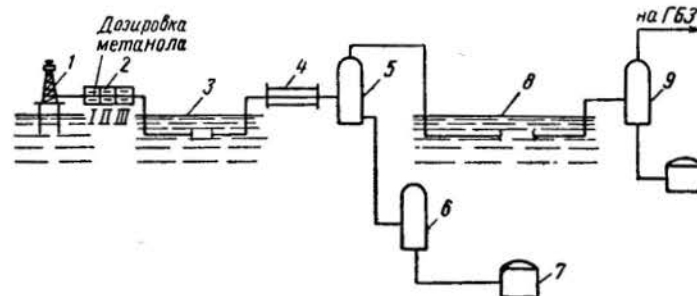


Рис. IV.10. Схема установки для борьбы с гидратообразованием на морских нефтепромыслах.

1 — скважина; 2 — установка для дозирования метанола; 3 и 8 — море; 4 — пароподогреватель; 5 — трап высокого давления; 6 — трап среднего давления; 7 и 8 — резервуары; 9 — сепаратор. I, II, III — штуцеры.

ложенных по морскому дну от оснований скважин до головных сооружений, расположенных на о-ве Жилом. На рис. IV. 10 представлена схема устройств для впрыскивания метанола в выкидные линии морских скважин. Установлено, что интенсивное гидратообразование происходит после первого штуцера, в подводных шлейфах, в сепараторах и конденсаторопроводных головных сооружениях.

Борьба с гидратами, образующимися после штуцеров и в шлейфах, ведется инъекцией метанола с помощью дозаторных насосов, установленных на основаниях скважин. Для уменьшения необходимого количества метанола для предотвращения гидратообразования на некоторых скважинах промысла после штуцера установлены водоотделители.

На головных сооружениях (на о-ве Жилом), куда поступает продукция из газоконденсатных скважин, борьба с образованием гидратов в трапах высокого давления осуществляется с помощью парового подогрева.

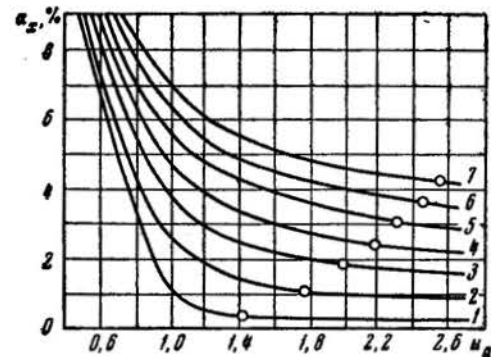


Рис. IV.11. Зависимость между объемной, расходной и безразмерной скоростями.

α_2 равно (в %): 1—0,1; 2—0,5; 3—1,0; 4—1,5; 5—2,0; 6—2,5; 7—3,0.

Практикой установлено, что в линиях сепарированного газа, транспортируемого с о-ва Жилого на ГБЗ в Карадаге (150 км), гидратообразования не происходит.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН В СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАНАХ

Техника и технология добычи нефти из глубоких скважин (свыше 3000 м) в социалистических странах за последние годы непрерывно развиваются. Ввод в разработку глубоких нефтегазовых месторождений, характеризующихся высокими пластовыми давлениями и температурами, вызвал необходимость создания более прочного подземного и наземного оборудования для эксплуатации скважин, а также решения ряда теоретических и практических задач в области вскрытия пласта, выбора рациональной конструкции ствола и забоя, опробования и освоения скважин и ввода их в эксплуатацию.

Обзор теоретического и практического материала, накопленного на нефтепромыслах Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Чехословакии и Румынии, показывает следующее.

1. **В области конструкции.** В связи с осложнением геолого-технических условий в глубоких скважинах пришлось с одноколонных конструкций перейти к двух-трехколонной (не считая направления и кондуктора); основные размеры эксплуатационных колонн 102, 127 и 168 мм.

2. **В области вскрытия пласта.** Осуществляется на глинистом растворе такой же плотности, при которой велась проходка пластов с наибольшим давлением; как правило, вскрытие пласта осуществляется электроперфорацией, а в последнее время в глубоких скважинах (во избежание неточностей по определению интервала фильтра, ошибок и влияния температурного фактора, а также в целях предотвращения образования трещин в обсадной колонне при электроперфорации, во избежание разрушения цементного кольца за колонной, прорыва посторонних вод и т. д.) также и методом гидроразрывной перфорации. Как показала практика, этот метод перфорации по сравнению с другими обеспечивает более высокую пробиваемость колонн, целостность их и цементного кольца.

3. **В области опробования и освоения скважин.** Применяется однородная или двухрядная колонны (в зависимости от глубин скважин, ожидаемых давлений, геолого-физических особенностей пласта и т. д.); вызов притока жидкости из пласта в скважину осуществляется заменой глинистого раствора водой, воды — нефтью, а затем газовой аэрацией; на площадях ГДР для опробования и освоения глубоких скважин применяется так называемый этажный лифт, т. е. поочередная закачка в насосно-компрессорные трубы в несколько приемов сжатого воздуха и воды — до падения

давления на буфере до нуля; на бакинских нефтепромыслах этот метод получил название метода водо-воздушных подушек.

4. **В области ускорения освоения глубоких скважин и интенсификации добычи нефти.** Применяются солянокислотная и гидрокислотная обработка с использованием гидрофобных эмульсий, стабилизированных специальным эмульгатором (для замедления реакции кислоты при высоких температурах); такие эмульсии получают смешением соляной кислоты с маловязкой нефтью и добавкой топочного мазута; обычные соляно-кислотные обработки и соляно-кислотные ванны осуществляются с добавкой ингибиторов (при температурах пласта до 140°С); применяются также селективные, многоэтапные, поинтервальные гидроразрывы пластов, гидрокислотные разрывы, а в плотных породах (при необсаженных стволах) — гидроразрывная обработка открытой продуктивной части пласта.

5. **В области техники для целей опробования, освоения и эксплуатации скважин.** Применяются мощные агрегаты, развивающие давление 500—700 ат, дожимные компрессоры на давление 80—100 ат, а также передвижные компрессоры УКП-80, развивающие давление 80 ат.

Обзор также показывает, что количество вводимых в эксплуатацию глубоких скважин за последние годы последовательно возрастает. Наибольшее количество глубоких и сверхглубоких скважин (4500—5000 м) пробурено и введено в эксплуатацию на нефтепромыслах Баку, Грозного, Туркмении, Северного Кавказа и Румынии.

Аномально высокие пластовые давления (700—1000 ат) и повышенные газовые факторы (более 500—1000 м³/т) позволяют длительный период эксплуатировать глубокие скважины естественным фонтанным способом. Где технически возможно, применяется метод поддержания пластового давления закачкой воды. В других случаях по мере падения пластовых давлений применяются бескомпрессорный газлифт, эргазлифт (т. е. компрессорный способ эксплуатации), а также электропогружной, гидropоршневой либо глубинный насос (в зависимости от глубин и отборов жидкости). Для нормальной эксплуатации глубоких скважин при высоких давлениях применяются выпускаемые на заводах СССР и Румынии фонтанные арматуры на 500—1000 ат рабочего давления, а также насосно-компрессорные трубы марок Д, Е и Е_м, обеспечивающие спуск комбинированного лифта 102×63 мм на глубину до 4400 м, марок Л и М (с временным сопротивлением на разрыв соответственно 80 и 90 кг/мм²) для спуска комбинированного лифта 102×63 мм на глубину до 5150 м.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ) ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

При разработке глубоких залежей нефти и газа за последние годы наблюдается тенденция к увеличению количества добываемого

мой пластовой воды. Поэтому и во избежание загрязнения водоемов возникает проблема утилизации пластовой воды. В связи с этим разработаны рекомендации по рациональному использованию пластовых вод.

Главным и наиболее эффективным направлением использования пластовых вод является применение их в качестве рабочего агента для целей заводнения пластов (при условии, если воды имеют щелочную характеристику).

Второе направление — закачка пластовых вод в законтурные, так называемые «сухие», поглощающие скважины и в поглощающие пласты, располагающиеся выше продуктивных горизонтов.

Третье направление — максимальное сокращение объемов добываемой вместе с нефтью и газом пластовой воды (цементирование водяных пропластков, закрытие источников посторонних для разрабатываемого пласта вод, установка пакеров-разобщителей, замораживание воды, применение глубинных забойных сепараторов-накопителей и т. д.).

Независимо от направления использования пластовых вод перед закачкой в пласты они должны пройти механическую (отстой примесей песка, глины и ила) и физико-химическую (флотация, фильтрация, коагуляция) очистки.

В различных странах и одновременно были разработаны следующие требования к качеству закачиваемой в пласты воды: 1) содержание механических примесей не более 5—10 мг/л; 2) содержание эмульгированной нефти 1—2 мг/л; содержание окисного железа 0,5—1 мг/л; содержание кислорода 1 мг/л; отсутствие микроорганизмов; отсутствие ионов, могущих при взаимодействии с пластовой водой образовать нерастворимые осадки; рН в пределах 5,6—8.

Опытами установлено, что добавкой крахмалсодержащих продуктов удается довести вязкость закачиваемой в пласты воды до вязкости нефти в пластовых условиях.

Механическая очистка воды от песка, грязи и ила производится в микроситах и керамических фильтрах. Развитие микроорганизмов в пластовых водах, закачиваемых в пласты, достигается добавкой ПАВ.

В качестве коагулянта для осветления (химической зачистки) пластовых вод применяется сернокислый алюминий или железный купорос в смеси с известковым молоком. В целях предотвращения образования трехвалентного железа, карбонатов и сульфатов и во избежание коррозии колонн, труб, наземного и подземного оборудования к закачиваемой в пласты воде добавляется гексометафосфат натрия. Для этой же цели в ряде стран к пластовой воде добавляется ПАВ — мерсолян. Несмотря на дороговизну закрытый (под напором) сбор предпочтительнее, чем открытый, так как исключается контакт кислорода воздуха со сточными буровыми водами. Особенно это важно для вод, содержащих сероводород.

В перспективе возникает проблема микробиологической очистки сточных вод, закачиваемых в пласты.

В последние годы в нефтепромысловой практике все большее применение находят ПАВ в процессах: а) ремонтных работ (промывка песчаных пробок, проведение ремонтно-изоляционных работ и т. д.); б) обработки призабойной зоны скважин (гидроразрыв пласта, солянокислотная обработка и др.); в) вскрытия продуктивных пластов; г) с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов; ж) с целью повышения приемистости скважин и т. д.

В случае применения при указанных операциях сильно минерализованных вод (например, морской или жесткой буровой воды верхних горизонтов) наиболее эффективными считаются неионогенные ПАВ типа оксиэтилированных фенолов и алкилфенолов (УФЭ₈, ОП-7, ОП-10). Такие ПАВ, например, значительно улучшают физико-химические и реологические свойства глинистых растворов. Анионоактивные ПАВ вследствие химического взаимодействия с высокоминерализованными пластовыми водами и потери поверхностно-активных свойств могут найти применение в условиях небольшой минерализации промывочных вод.

Как показала практика, вскрытие продуктивных пластов на глинистом растворе либо на воде, обработанных ПАВ, дает лучшие результаты, ускоряет освоение и повышает дебиты скважин. В перспективе, как проблема, возникает вскрытие продуктивных пластов (при низких пластовых давлениях) аэрированными жидкостями, стабилизированными ПАВ.

Применение ПАВ в процессах гидроразрыва пластов

На нефтепромыслах ЧИАССР (объединение Грознефть) при осуществлении гидроразрыва пласта (ГРП) в качестве жидкости для разрыва применяются водные растворы, обработанные сульфанолам и дисольфаном, а в качестве песконосителя — кислотные эмульсии, стабилизируемые нерастворимыми ПАВ — диаминдиомат, амиды и т. д. В ряде случаев в качестве жидкости разрыва применяются также нефти из тех же скважин, в которых производится ГРП, а в качестве жидкости-песконосителя — гидрофобная водонефтяная или нефтекислотная эмульсии с добавлением в качестве стабилизатора нерастворимых ПАВ — производных амидов, аминов и др. В нагнетательных скважинах разрезающих рядов (в нефтяной части залежи) в качестве жидкости разрыва применяется вода с добавкой ОП-10, а в качестве жидкости-песконосителя — раствор сульфит-спиртовой барды с добавкой неионогенного ПАВ ОП-10.

На нефтепромыслах ЧССР при осуществлении ГРП применяется гидрофильная эмульсия, получаемая добавкой к воде словасола А

и олеина или карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и натрового мыла. При применении же в процессе ГРП нефти к ней добавляется нафтенная кислота. При подготовке жидкостей разрыва к ним добавляются жирные кислоты, гидроокись натрия и карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ).

На нефтепромыслах ВНР процесс ГРП применяется в сочетании с кислотной обработкой и пескоструйной перфорацией. В качестве жидкости разрыва применяется керосин с добавкой ПАВ — ипамин.

Применение ПАВ при гидropескоструйной перфорации

На нефтепромыслах СССР при гидropескоструйной перфорации применяется водный раствор сульфанола НП-1 (5% к объему воды), что повышает интенсивность разрушения металла и цементного кольца на 30—40% и снижает гидравлические сопротивления на 10—15%.

На нефтепромыслах ГДР при гидropескоструйной перфорации скважин к рабочим жидкостям добавляют непенящиеся ПАВ (например, БИ).

Применение ПАВ при промывках песчаных пробок

На нефтепромыслах Азербайджана, Туркмении, Грозного и других нефтяных районов страны эффективно применяются различные водные растворы ПАВ: сульфанол, сульфанат натрия, азолы А, азолы Б, дисольван и ОКПН. Во избежание большого поглощения жидкости при вскрытии продуктивных пластов с низким забойным давлением эффективно применяется аэрированный водный раствор ПАВ.

Надо отметить, что при всех нефтепромысловых работах добавки к промысловым жидкостям полимеров, служащих гасителями турбулентности, способствуют снижению поверхностного натяжения.

Применение ПАВ при солянокислотных обработках

На нефтепромыслах Башкирии при солянокислотной обработке карбонатных коллекторов широко применяются катионоактивные ПАВ: катапин А, карбозолин О и марвелан К. Применение ПАВ при солянокислотных обработках повышает их эффективность на 50% против обработок без применения ПАВ.

На бакинских нефтепромыслах при солянокислотных обработках к раствору в качестве ПАВ добавляется сульфанол.

В качестве ингибиторов коррозии для обычных температур применяются катапин А, карбозолин О и др., а для высоких температур — реагент И-1-А с уротропином.

В поглощающих пластах применяются аэрированные солянокислотные растворы, обработанные ПАВ: анионоактивные (ДС-РАС, сульфанол); катионоактивные (катапин, карбозолин); неионогенные (ОП-7, ОП-10 УФЭ₈, дисольван). ПАВ на бакинских промыслах применяются в качестве стабилизаторов эмульсий.

На нефтепромыслах объединений Пермьнефть, Куйбышевнефть, Саратовской и Волгоградской областей для целей солянокислотных обработок и ГРП получают стойкие эмульсии путем добавок к соляной кислоте высокосмолистой нефти, сульфированного кислого газойля и других компонентов.

В южных нефтяных районах СССР в условиях высоких температур применение эмульсий замедляет снижение активности кислоты при ее движении по трубам и по пласту, уменьшает коррозию оборудования.

В качестве эмульгаторов (или стабилизаторов эмульсий) применяют нерастворимые ПАВ: диаминдиомат, производные амины, амиды и др.

На нефтепромыслах ЧССР при солянокислотных обработках наибольшее применение получили неионогенные ПАВ — словасол О (в обычных условиях) и словасол А (в условиях коллекторов, выраженных набухающими глинами).

Указанные ПАВ имеют следующую характеристику: словасол А (гидрофобный) — этиленоксид + жирная кислота; словасол О (гидрофильный) — этиленоксид + олеиновый спирт.

На нефтепромыслах ВНР обработка пластов осуществляется следующим образом. Закачивается керосиновый раствор ПАВ — ипамин ШГП-6 (в расчете 800 л на 1 м эффективной мощности пласта), затем пластовая нефть в количестве 1,0—1,8 м³ на 1 м эффективной мощности пласта и 15%-ный раствор соляной кислоты (0,6—1,3 м³/м пласта).

На ряде месторождений обработка велась лишь керосиновым раствором ипамина. Было установлено, что при такой комплексной химобработке основную роль играет керосин, содержащий ПАВ.

Для обработки пластов, выраженных известняками, применяется замедленная кислотная обработка скважин путем закачки керосинового солянокислотного раствора с добавкой 2% ПАВ (эватриола). Реакция кислоты с породой проходит в два раза медленнее, чем обычно.

На нефтепромыслах ГДР при солянокислотных обработках карбонатных пород добавляют ПАВ типов БА, БВ, БН, БИ и БТ. Они одновременно являются деэмульгаторами и ингибиторами коррозии.

Применение ПАВ для обработки призабойных зон эксплуатационных и нагнетательных скважин

На нефтепромыслах Башкирии при освоении нагнетательных скважин разрезающего ряда и в целях повышения их приемистости применяются неионогенные водорастворимые ПАВ типа ОП-10 и дисольван. Применение дисольвана увеличивает также приемистость нагнетательных скважин.

На нефтепромыслах Туркмении и Грозного обработка эксплуатационных скважин эффективно осуществляется ионогенным ПАВ — сульфанолам НП-1.

На нефтепромыслах ВНР обработка нагнетательных скважин осуществляется соляной кислотой с добавкой 0,2% ПАВ анионоактивного типа.

На нефтепромыслах ГДР в целях увеличения приемистости нагнетательных скважин к 1 м³ нагнетаемой воды добавляют 2 кг ПАВ КР-8. При этом приемистость скважин повышается на 25%.

На нефтепромыслах ПНР солянокислотная обработка эксплуатационных скважин осуществляется с применением олеинола (продукта конденсации смеси окиси этилена с олеиновой кислотой). При этом закачивалась горячая нефть с добавкой 0,3% (по объему) олеинола-7.

На нефтепромыслах СРР обработки эксплуатационных и нагнетательных скважин производились неиононными ПАВ. Положительные результаты получены в скважинах, призабойная зона которых была засорена глинистым раствором, цементом, мелкими глинистыми частицами, водой и грязью.

Наиболее эффективно процесс проходит после предварительной солянокислотной обработки.

На нефтепромыслах ЧССР эффективные результаты получены при обработках призабойных зон такими ПАВ, как словасол П₂, словасол А и словасол СФ.

Обработка призабойной зоны скважин СО₂

В Туймазах (Башкирская АССР) обработка нагнетательных и эксплуатационных скважин углекислотой дала положительные результаты. Углекислота получается из отходящих дымовых газов и с установки непрерывного карбонатного омыления окисленного парафина цеха синтетических жирных кислот.

Изоляция пластовых вод синтетическими смолами и другими полимерами

На нефтепромыслах Башкирии и Татарии при работах по изоляции водоносных пластов и пропластков, а также при ремонте эксплуатационных колонн и разрушенных цементных колец приме-

няют резерцино-формальдегидную смолу ФР-12. Эта смола отвечает всем требованиям, предъявляемым к изоляционному материалу для условий с температурой пласта 20—40° С.

Смола ФР-12 хорошо растворяется в воде, твердеет как в нейтральной, так и в щелочной среде, легко проникает в мелкие трещины и поры породы.

Затвердевшая в пластовых условиях смола ФР-12 обладает прочностью и пластичностью, хорошей сцепляемостью с поверхностью старого цементного камня, песчаника и т. д.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

1. Выше были изложены вопросы борьбы с песком, с пробкообразованием на забоях скважин, заилинием фильтра и рациональных условий выноса песка на дневную поверхность. Эти вопросы подробно освещены в наших работах [15, 18, 26] и в работах других авторов [3, 40, 55, 61, 108]. Следует отметить, что при достаточно точном выполнении существующих инструкций, положений и разработанных рекомендаций можно избежать серьезных осложнений, вызванных воздействием песка на работу скважин. Среди этих рекомендаций особо следует отметить: периодические и непрерывные подкачки; подлив чистой жидкости; спуск подъемных труб в середину фильтров; спуск «хвостовых» труб, скребков-завихрителей; применение различных защитных приспособлений и глубинных штуцеров под насосы и др. В последние годы для предупреждения поступления песка из пласта в скважину широко применяются методы крепления песков в пласте песчано-цементной смесью, закачкой фенол-формальдегидных смол либо закачкой в призабойную зону крупнозернистого песка и др.

2. Вопросы форсированного отбора жидкости из сильно обводненных пластов и скважин изложены в работах [91, 116, 117]. Учитывая большие остаточные запасы нефти в сильно обводненных пластах, по-видимому, следует ускорить бурение специальных скважин больших диаметров, создание компрессоров, станков-качалок и глубинных насосов для больших отборов жидкости (более 700—1000 м³/сутки).

3. Для борьбы с солеобразованием в подъемных трубах, выкидных линиях и компрессорах рекомендуется (по опыту НПУ Орджоникидзенефть) дозировка раствора гексаметафосфата натрия или жидкого стекла.

4. Для борьбы с отложениями парафина в подъемных трубах и выкидных линиях рекомендуется осуществление комплекса мероприятий, изложенных в работе [14]. В последнее время большое применение нашли химические методы борьбы с парафином путем закачки в подъемные трубы и в выкидные линии различных хи-

мических растворителей (адсорбент, КОН-47, КОРД, легкие нефти, соляр, конденсат, газобензин).

Кроме того, применение труб с покрытием их внутренней поверхности жидким стеклом либо пластмассами, очевидно, полностью исключит либо существенно сократит отложения парафина на стенках труб.

5. Для борьбы с образованием эмульсии в компрессорных скважинах рекомендуется непрерывная дозировка в них различных химических реагентов-деэмульгаторов (НЧК, реагент «Азербайджан» и др.).

6. Для борьбы с гидратообразованием, обмерзанием трапов, арматур, штуцеров, манифольдов и выкидных линий скважин, работающих при повышенных давлениях, рекомендуется применять низкотемпературную сепарацию, дозировку в струю проходящей жидкости (газа) метанола или диэтилен-гликоля (ДЭГ), а также подручные методы обогрева — парогенераторами, горячей водой, а на выкидных линиях — газовыми печами, устанавливаемыми не ближе 1—2 м от резьбовых соединений. Кроме того, установка автоматически работающих водосборников (со сбором конденсата и газобензина) после каждой ступени штуцера и на определенных интервалах выкидной линии может существенно сократить гидратообразование и замерзание коммуникаций.

7. Вопросы борьбы с металлическими (железистыми) сальниками изложены в работах [13, 33].

Следует отметить, что дозировка масляной нефти в воздухопроводы и в кольцевое (затрубное) пространство компрессорных скважин оказалась весьма эффективным средством предупреждения коррозии труб и образования железистых пробок и сальников. Для борьбы же с коррозией труб и их разрушением от воздействия сероводорода и агрессивных вод рекомендуется дозировка формалина. По-видимому, промышленное освоение выпуска труб с пластмассовыми или другими антикоррозионными покрытиями их внутренней поверхности будет также способствовать предупреждению коррозии труб. Для тех же целей различными авторами (М. Алиевым, А. Буздаковым, В. Негреевым) предложено термодиффузионное оцинкование и эмалирование поверхности труб. Несмотря на дороговизну этих процессов, их осуществление позволяет резко увеличить срок службы обсадных и насосно-компрессорных труб при работе их в агрессивной среде.

8. Для борьбы с ухудшением призабойной зоны скважин в процессе ремонтных работ, а также работ по освоению (промывки, перфорация, аэрация, подкачки, прокачки и т. д.) рекомендуется к промывочной технической воде добавлять различные поверхностно-активные вещества (сульфанол, азолят, детергент, ОП-10 и др.). ПАВ рекомендуется добавлять также к воде при осуществлении методов поддержания пластового давления.

9. При осуществлении методов поддержания пластового давления рекомендуется систематически проводить исследования раз-

рабатываемых пластов и скважин с анализом и обобщением данных исследования, построением карт изобар, проницаемостей, динамики отборов жидкости и закачки воды в пласт, изменений приемистости скважин и т. д.

Технические режимы работы нагнетательных скважин и эксплуатации продуктивных должны строиться в строгой зависимости от генеральной схемы и проекта разработки площади (месторождения).

10. В целях повышения продуктивности эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин рекомендуется периодически осуществлять комплекс мероприятий по воздействию на их призабойную зону (гидравлический разрыв пласта, перестрелы и торпедирование фильтра, солянокислотная, грязекислотная и термокислотная обработка забоев, совмещенный гидрокислотный разрыв пласта, обработка призабойной зоны скважин поверхностно-активными веществами, вязкой нефтью, тепловое воздействие на пласт и др.).

11. Для увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов, лишённых естественной двигательной энергии, рекомендуется осуществлять обогрев призабойной зоны паром, горением в пласте, электроподогревателями, промывкой забоев подогретой нефтью и в перспективе осуществлением электротермического крекинга в пласте. Кроме того, положительные результаты даёт закачка в призабойную скважину различных растворителей, применение при промывках, подкачках и прокачках горячей воды.

Очевидно, что подогрев закачиваемой в пласты воды будет способствовать улучшению теплового режима пласта [77] и повышению коэффициента его нефтеотдачи.

На промыслах Башкирии [94, 106] борьба с парафином успешно осуществляется применением труб, футерованных стеклом (остеклованных труб). Из 207 скважин с остеклованными трубами работают фонтанным способом 37, штанговыми насосами 18, электропогружными насосами 152.

Остеклованные трубы также успешно применяются для борьбы с парафином на промыслах площади Узень (п-ов Мангышлак Каз. ССР) и площади Кум-Даг Туркменской ССР.

Кроме того, в НПУ Октябрьскнефть начаты испытания труб, футерованных различными эпоксидными смолами. В качестве покрытий применяются эпоксидные смолы чешского производства марок Э-1200, Э-2000 с отвердителями и пластификатором; отечественные эпоксидные смолы марок ЭД-6, ЭД-5, Э-40, ЭД-6 в смеси с кузбасслаком, ЭД с каменноугольной смолой, ЭД-6 с жидким тиоколом, ЭД-6 с ЭД-5, ЭД-6 с лаком марки Э-4100 (вместо пластификатора дибутилфталата), ЭД-6 с бакелитовым лаком (вместо отвердителя полиэтилен-полиамина) и др.

Эпоксидные смолы на поверхность труб наносятся: кистью; путем распыления; с помощью пробки; центробежным методом со средним числом оборотов 300—3000 в минуту.

Главным условием успешного покрытия поверхности труб эпоксидными смолами является ее очистка от окалины, ржавчины, масла и пыли. Для этого трубы укладываются на катки и вращаются со скоростью 8 об/мин. Одновременно внутрь трубы подается сжатый воздух (прошедший два-три водосборника) с кварцевым песком, который с силой выбрасывается под углом 30° через распылитель на стенки трубы. Песок берется фракции 0,8—1,2 мм, сжатый воздух при давлении 2—4 ат.

В начале пятидесятых годов доц. М. А. Алиев (Азерб. гос. политехнический институт) для борьбы с коррозией труб и парафином предложил производить их эмалировку. Однако промышленная установка в тот период построена не была. Несколько лет назад в Туймазах использовали трубы, футерованные стеклом и стеклоэмалью. В настоящее время с такими покрытиями в Туймазах работают 25 скважин.

За рубежом для покрытия стенок труб применяют лаки на базе эпоксидных, фенолфурфурольных и фенолформальдегидных смол, дающие положительные результаты.

На промыслах Азербайджана в последние годы для борьбы с парафином успешно применяются углеводородные растворители: абсорбент, КОН-47-88, КОРД и пенореагент, являющиеся отходами каучукового и спиртового производств.

Приводим химический состав указанных растворителей.

Абсорбент при выделении бутан-бутиленовой фракции:

ароматические углеводороды (бензол, толуол и т. д.)	45,3
непредельные углеводороды — этилен (C ₂ H ₄)	45
предельные углеводороды (плотность 0,79 г/см ³)	9—7

При выделении бутилен-дивиниловой фракции:

ароматические углеводороды	31,6
непредельные углеводороды	65
предельные углеводороды (плотность 0,856 г/см ³)	3—4

В составе абсорбента имеются углеводороды групп А — 70% и Б — 30%. Температура начала кипения составляет 40° С.

КОН-47-88:

углеводороды	11,8
бензол	15,8
толуол	12,5
слаборастворимый ксилол	8,7
ортоксилол	8,1
неидентифицированные углеводороды	10,1
димер циклопентодиена	21

Плотность растворителя 0,947 г/см³, кинематическая вязкость при 20° С — 4,5 снз, температура начала кипения 88° С.

КОРД:

дивинил	0,01—0,25
этиловый спирт	1,18—2,2
этиловый эфир	25—35
кротоновый альдегид	0,13—1,19
нерастворимые углеводороды (пирогиллен, амиллен, гексиллен)	62—72

Плотность растворителя 0,74—0,76 г/см³, температура начала кипения 37—38° С.

Пенореагент:

высшие спирты (глицерин, эритрит, пентит, гексит)	90
бутиловый спирт	3—4
высшие углеводороды	6

Плотность растворителя 0,746 г/см³, температура начала кипения 37° С, кинематическая вязкость при 20° С 1,99 снз.

Кроме того, на бакинских промыслах для борьбы с парафином в качестве растворителей применяются газоконденсат, сжиженный газ, керосин, ацетон, спирты, газойль, предельный керосин и др.

На промыслах Кубани (НПУ Хадыженнефть) в целях термического воздействия на призабойную зону скважин и повышения коэффициента нефтеотдачи парафино-смолодержащих пластов применяют электроподогрев либо закачку подогретой на поверхности нефти, метод внутрислоевого движущегося очага горения. На промысле Зыбза был внедрен метод паротеплового обогрева забоя, что способствовало повышению коэффициента нефтеотдачи пластов с тяжелой и вязкой нефтью. С той же целью на Арланском месторождении (Башкирская АССР) успешно применяется электроподогрев призабойной зоны скважин.

С целью достижения высоких коэффициентов использования запасов в пластах, лишенных естественной энергии, следует рекомендовать создание подвижного очага горения в пласте с конечной задачей превращения остаточной нефти в однофазовое (газовое) состояние.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

За рациональную систему разработки нефтегазовых месторождений принято считать такую систему, которая при наименьших затратах и максимальном коэффициенте нефтеотдачи обеспечивает успешное выполнение основной задачи — удовлетворение потребностей страны в топливе, в продуктах нефтепереработки и нефтехимии.

Для обеспечения рациональной разработки месторождений необходимо прежде всего осуществить комплекс геологических, геофизических и технических исследований по изучению при различных режимах и условиях параметров пластов и скважин, на основе которых разрабатывается генеральная схема и проект разработки месторождений и отдельных их частей (площадей).

Подведение научной базы под проектирование схем и проектов разработки нефтегазовых месторождений с учетом требований современной подземной гидродинамики, физики пласта и термодинамики позволило значительно сблизить теорию и практику нефтяного дела и существенно сократить имевшие место ошибки и просчеты в рациональной разработке недр.

Советские ученые-нефтяники (А. П. Крылов, И. М. Муравьев, Ф. А. Требин, В. Н. Шелкачев, М. Ф. Мирчинк, И. А. Чарный, М. А. Жданов, А. Х. Мирзаджанзаде, А. М. Пирвердян, К. В. Покровский, Г. Н. Газиев, В. Г. Багдасаров, М. Х. Шахназаров и др.) за последние два десятилетия в содружестве со специалистами производства проделали значительную работу по подлинно научной разработке новых крупнейших нефтегазовых месторождений в Татарии, Башкирии, в Куйбышевской области, на Кубани и на Каспийском море. Осуществление в больших промышленных масштабах искусственного воздействия на разрабатываемые залежи и внедрение современных методов интенсификации добычи нефти позволили добиться весьма высоких темпов роста добычи нефти и газа по стране при наименьших затратах трудовых и материально-технических ресурсов.

К сожалению, разработка открытых в пятидесятых и шестидесятых годах глубоких и сверхглубоких нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в Азербайджане (Гоусаны, Карадаг, Зыря, Банка Южная, Карабаглы, Кюрсангя, Сангачалы-Дуванны),

на Кубани, в Туркмении, Узбекистане и в ЧИАССР вследствие отсутствия технических средств и за неимением достаточных исследовательских данных о параметрах пластов скважин ведется без искусственного воздействия, т. е. на истощение.

Даже приближенное сравнение итогов разработки месторождений с поддержанием и без поддержания пластовых давлений показывает значительное технико-экономическое преимущество разработки месторождений с поддержанием пластовых давлений.

Так, если коэффициент конечной нефтеотдачи в месторождениях с поддержанием давления колеблется в пределах 0,55—0,60, то в месторождениях, разрабатываемых на истощение, он не превышает 0,35—0,4, а на ряде месторождений и того меньше.

Таким образом, более половины запасов нефти и конденсата остается в пласте, лишенное естественной двигательной силы. В особенности это характерно для разрабатываемых на истощение газоконденсатных месторождений (Карадаг, Зыря и др.). Известно [113, 114], что до тридцатых годов вследствие небольших глубин буримых скважин в мировой практике газоконденсатные месторождения не обнаруживались, а месторождения, в продукциях которых получались небольшие количества конденсата, относились к категории газовых. Позднее при увеличении глубин скважин до 3500—4000 м и более сначала в США, а затем и в других районах мира начали обнаруживать и классифицировать газоконденсатные месторождения.

О СПЕЦИФИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газоконденсатные месторождения по своей структуре и геолого-физической характеристике существенно отличаются от нефтяных и чисто газовых. Отличительные черты следующие.

1. Продукция месторождений (или залежи) — газ и конденсат — в пластовых условиях находится в однофазном (газообразном) состоянии; но при этом возможны случаи, когда в пониженных частях структуры (на крыльях складки) имеется и жидкая фаза — оторочка нефти или пластовой воды (месторождение Карадаг).

Исследованиями М. А. Капелюшника и группы его сотрудников установлено, что систему нефть — метан можно перевести в газовую фазу при давлении около 1000 ат. Следовательно, большая глубина залегания газоконденсатных пластов по сравнению с нефтяными создает необходимые предпосылки для повышения давлений и образования однофазного состояния углеводородов. Установлено, что потенциальные запасы газа и конденсата в большой степени зависят от величины пластового давления (от глубины залегания пласта); чем глубже залегает газоконденсатный пласт, тем выше их запасы на единицу площади [81].

2. Для разработки газоконденсатных месторождений (залежей) требуется значительно меньше скважин, чем нефтяных, при тех же условиях (глубины, площадь и т. д.). Следовательно, и затраты финансовых, трудовых и материально-технических ресурсов будут значительно меньше.

3. Практикой установлено, что даже при разработке газоконденсатных месторождений на истощение может быть извлечено более 95% запасов газа и до 50% потенциальных запасов конденсата, в то время как из аналогичных нефтяных месторождений, разрабатываемых на истощение, может быть извлечено не более 40% запасов.

4. Несомненным преимуществом газоконденсатных месторождений является то, что основная часть запасов газа и конденсата, даже без поддержания давления, извлекается дешевым фонтанным способом.

5. Эксплуатация газоконденсатных месторождений, в отличие от нефтяных, протекает в условиях очень больших и возрастающих по мере разработки газовых факторов.

Так, газоконденсатные факторы колеблются в довольно широких пределах (от 1500 до 250 000 м³/м³).

В зависимости от величины газоконденсатного фактора (ГКФ) газоконденсатные залежи делятся на три основные категории: а) с высоким насыщением конденсатом (ГКФ до 5000 м³/м³); б) со средним насыщением конденсатом (ГКФ от 5000 до 20 000 м³/м³; в) со слабым насыщением конденсатом (ГКФ от 20 000 м³/м³ и выше).

При значениях ГКФ 50 000 м³/м³ и более (в добываемом газе тяжелые углеводороды отсутствуют или обнаруживаются лишь их следы) залежи рассматриваются и разрабатываются как газовые.

В течение ряда десятилетий ученые мира (Кальете, Куинен, Воуген) занимались вопросами так называемых ретроградных явлений. Из анализа поставленных ими опытов (Воуген, США) установлено, что общепризнанные законы испарения и конденсации в условиях высоких давлений, близких к критическим, протекают в противоположном направлении, т. е. при повышении давления имеет место испарение, а при понижении — конденсация.

Указанное явление Куинен [114] назвал ретроградной (обратной) конденсацией.

Опытами и практикой разработки газоконденсатных месторождений было установлено, что по мере падения пластовых давлений содержание в газе тяжелых углеводородов снижается, в то время как при разработке аналогичных нефтяных месторождений по мере падения пластовых давлений содержание тяжелых углеводородов возрастало.

Следовательно, по мере снижения пластового давления в газоконденсатных залежах происходит ретроградная конденсация, в связи с чем содержание тяжелых углеводородов в добываемом

газе уменьшается, так как последние, конденсируясь, выпадают в пласте и таким образом теряются.

Газоконденсатные месторождения в зависимости от состояния газа, конденсата и нефти, а также от соотношения фаз делятся на пять категорий: а) без нефтяной оторочки; б) с нефтяной оторочкой, не имеющей промышленного значения; в) с нефтяной оторочкой, имеющей промышленное значение (объем порового пространства, занятого газом, превосходит объем порового пространства, занятого нефтью); г) нефтегазоконденсатные, размеры нефтяной оторочки которых превосходят размеры газоконденсатной части залежи (объем порового пространства, занятого газом, меньше объема порового пространства, занятого нефтью); д) неретроградные газоконденсатные.

ВОПРОСЫ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Под рациональной разработкой газовых и газоконденсатных месторождений следует понимать достижение при наименьших затратах людских и материально-технических ресурсов наибольшего коэффициента использования запасов газа и конденсата, содержащихся в данной залежи (месторождении). Система разработки залежи должна предусматривать выбор такой сетки размещения скважин (количества скважин), такие методы бурения и добычи газа (конденсата), такой порядок ввода скважин в эксплуатацию и такие наземные коммуникации, которые приводят к наименьшим потерям запасов газа и конденсата в разрабатываемой залежи.

Применительно к газоконденсатным месторождениям эти потери касаются главным образом потерь конденсата в пласте в силу наличия указанных ретроградных явлений.

Считалось, что основные принципы рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений заключаются в том, чтобы при минимальном количестве действующих скважин и при наименьшей потере давления на движение газа и конденсата по пласту и по стволам скважин иметь наибольшие дебиты по каждой отдельно взятой скважине. Как показала последующая практика разработки многих газовых и газоконденсатных месторождений, такой подход оказался не совсем точным, так как при этом не учитывались многие очень важные факторы, например количество необходимых скважин, их конструкция, диаметры, себестоимость проходки и приведенной тонны добываемой продукции и др.

Рациональная разработка газовых и газоконденсатных месторождений в конечном итоге должна обеспечивать наибольшую народнохозяйственную эффективность (общие и удельные капиталовложения и металлоложения, себестоимость газа и конденсата, производительность труда, рентабельность и др.).

Указывалось, что в настоящее время глубокозалегающие месторождения (к их числу относятся газовые и газоконденсатные) в результате больших глубин залегания и больших давлений, а также из-за отсутствия технических возможностей в основном разрабатываются без поддержания пластовых давлений, т. е. на истощение. Следует заметить, что в тридцатых годах в США, когда газоконденсатные залежи находили на сравнительно небольших глубинах 2500—3500 м (в этот период не было столь острой потребности народного хозяйства в газе, как в настоящее время), при разработке газоконденсатных месторождений осуществлялся так называемый сайклинг-процесс (метод поддержания пластового давления в пласте путем обратной закачки в него отбензиненного на поверхности сухого газа). Такой процесс обеспечивает наиболее полное вытеснение из пласта сухим газом жирного, насыщенного конденсатом газа. При этом не только предотвращается выпадение конденсата в порах пласта, но еще сам сухой газ насыщается конденсатом, «обдувая» при своем движении по пласту зерна песка, находящиеся в конденсатной оболочке.

В настоящее время во всех странах мира значение газа в народном хозяйстве неизмеримо возросло не только как топлива, но и как ценнейшего сырья для нефтехимии. Осуществление же других методов искусственного поддержания пластового давления требует длительного времени на создание специальной техники (компрессоров и насосов высокого давления, высокопрочных колонн и труб, трапов, арматур, задвижек и т. д.).

Поэтому глубокозалегающие нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения вынужденно разрабатываются на истощение, т. е. без поддержания пластового давления.

А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Дурмишьян, А. Г. Ковалев и Т. А. Аллахвердиев [81] рассмотрели ряд вопросов и научно обосновали условия разработки газоконденсатных месторождений на истощение. По мнению авторов, отбирать газ с неизменным выходом конденсата (т. е. при относительно постоянном значении ГКФ) из газоконденсатных месторождений, начальные пластовые давления которых намного превышают давления начала конденсации углеводородов, насыщающих пласты. Только после уравнения пластовых давлений с давлением начала конденсации начинается процесс ретроградной конденсации (выпадение конденсата в пласте). По мере снижения давления конденсат будет выпадать не только в призабойной зоне скважин, но все далее и на удаленных от призабойной зоны участках пласта. Дальнейшая разработка залежи будет сопровождаться все большими потерями конденсата. Однако, учитывая, что в начальный период эксплуатации при значениях $p_{пл} > p_{конд}$ конденсатоотдача была невысокой (без потерь), суммарная отдача пласта будет значительной. Для примера авторы приводят разработку месторождения Картер-Нокс (Оклахома, США), имеющего следующую характеристику.

Глубина залегания продуктивного пласта, м	4600
Мощность пласта (средняя), м	27,5
Пористость средняя, %	4,97
Средняя проницаемость, мд	4,18
Средний начальный дебит газа на одну скважину, тыс. м ³ /сутки	880
Средний начальный дебит конденсата на одну скважину, м ³ /сутки	800
Средний газоконденсатный фактор (ГКФ), см ³ /см ³	910
Начальное пластовое давление, ат	660
Давление начала конденсации (по лабораторным данным), ат	394
Температура пласта, °С	114

Из приведенных данных видно, что разработку залежи на истощение можно вести до тех пор, пока пластовое давление не снизится до 390 ат, после чего начнется выпадение конденсата в пласте.

Дальнейшая разработка залежи на истощение с применением сайклинг-процесса (или другого метода воздействия) уже зависит от наличия соответствующей техники (потребуется компрессоры и насосы с рабочим давлением порядка 500—600 ат), а также от потребностей в газе.

Принятие решения о разработке газоконденсатного месторождения на истощение зависит также от целого ряда других факторов: а) размеров залежи; б) содержания конденсата в пластовом газе; в) геологических факторов и др.

Очевидно, что при небольших размерах залежи строительство дорогостоящих систем для осуществления сайклинг-процесса (либо другого метода воздействия) нецелесообразно, так как дополнительно полученное за счет воздействия количество конденсата не возместит расходов на осуществление искусственного воздействия. Такими площадями с небольшими размерами залежи являются, например, Зыря, Лок-Батан и др. в Азербайджанской ССР.

Месторождения с небольшим содержанием конденсата в пластовом газе (например, Дуванны-суша, Калмас в Азербайджанской ССР, Шебелинка в Украинской ССР, Газли в Узбекской ССР и ряд месторождений на Кубани) без существенного ущерба добыче конденсата также можно разрабатывать на истощение.

И, наконец, есть целый ряд геологических факторов, исключающих применение сайклинг-процесса или других методов искусственного воздействия на залежь. К таким неблагоприятным геологическим условиям относятся: низкая проницаемость пластов и глубокое их залегание; низкая приемистость пластов; значительная неоднородность слагающих пород; неравномерная трещиноватость (если коллекторы сложены известняками и уплотненными песчаниками); наличие многих тектонических нарушений, разбивающих залежь на множество блоков.

Сайклинг-процесс также не будет эффективным для газоконденсатных залежей, выраженных гранулярными или трещиноватыми коллекторами повышенной проницаемости. Обычно такие

залежи имеют весьма активные и высоконапорные воды, которые при разработке залежи на истощение легко вторгаются в нее. Давление контурной воды способствует значительному снижению темпов падения пластового давления и обеспечивает более полное извлечение запасов конденсата.

Разработку конденсатных месторождений с поддержанием пластового давления ведут такими методами, как [81]: а) закачка в пласты сухого газа (так как в пласт закачивается газ, полученный из того же пласта, но отбензиненный на поверхности, то этот процесс называется методом круговой закачки — сайклинг-процесс; б) закачка в пласты воды; в) использование естественного напора контурной пластовой воды; г) одновременная закачка сухого газа в повышенную часть пласта и воды по линии контакта газ — нефть (в газоконденсатных залежах, имеющих нефтяную оторочку), по линии контакта нефть — вода (в газоконденсатных залежах, подстилаемых водой) или в законтурную часть пласта.

При выборе метода разработки с поддержанием пластового давления одним из указанных методов надо предварительно произвести соответствующий технико-экономический расчет, в котором должны быть учтены следующие основные факторы: 1) сумма основных и дополнительных эксплуатационных затрат на строительство и поддержание всей системы по осуществлению искусственного воздействия на залежь; 2) количество эксплуатационных и дополнительных нагнетательных скважин, в бурении которых возникает необходимость при искусственном воздействии на залежь; 3) сетка разработки — расстояния между скважинами (плотность размещения скважин) для случаев разработки залежи с поддержанием давления и на истощение; 4) расчетная динамика изменений основных параметров (пластовых давлений, давлений начала конденсации, коэффициентов продуктивности скважин, средних дебитов на одну скважину, средних газоконденсатных факторов и т. д.) для случаев разработки залежей с поддержанием давления и на истощение; 5) расчетные удельные расходы газа (воды) на извлечение одной дополнительной тонны конденсата (за счет воздействия) и их себестоимость.

В работе [81] особо рассматривается случай разработки газоконденсатных залежей, имеющих нефтяную оторочку. Авторы в зависимости от конкретных условий (техническая вооруженность, геолого-техническая характеристика залежи, потребность народного хозяйства в газе, нефти и конденсате) считают возможными следующие варианты разработки таких залежей.

1. Газоконденсатная зона пласта разрабатывается на истощение, разработка нефтяной оторочки отстает. При этом пластовое давление в газоконденсатной зоне пласта падает быстрее, чем в нефтяной; возникают значительные градиенты давления в направлении от нефтяной зоны к газоконденсатной, под воздействием которых нефть перемещается в зону уже почти сухих газоносных песков, где определенная ее часть теряется безвозвратно.

Это перемещение происходит тем быстрее, чем лучше проницаемость пласта, чем выше перепад давления и напор краевых вод, а также в случаях, когда нефть в оторочке легкая и маловязкая (т. е. высокоподвижная). Естественно, что интенсивная разработка газоконденсатной зоны залежи на истощение и отставание разработки нефтяной зоны приводит к снижению давления в ней, преждевременному и непроизводительному истощению, а также к разгазированию нефти (режиму растворенного газа) и дегазации нефти, т. е. лишению ее одной из основных двигательных сил.

В этом случае нефтеотдача нефтяной оторочки зависит от темпов бурения и ввода в эксплуатацию скважин в нефтяной зоне пласта. Коэффициент нефтеотдачи при этом бывает весьма низким (в пределах 0,05—0,15). Кроме того, при этом варианте весьма значительны потери конденсата в газоконденсатной зоне пласта.

Учеными и специалистами этот вариант разработки признан самым нерациональным из всех имеющихся. Разработка месторождений по этому варианту может быть принята лишь в случаях крайней нужды народного хозяйства в газе и конденсате.

2. Обе зоны пласта разрабатываются одновременно на истощение.

В этом случае потери конденсата, как и в первом случае, велики, но потери нефти несколько меньше. При осуществлении этого варианта нельзя допускать образования градиентов давления от нефтяной зоны пласта к газоконденсатной, иначе это будет способствовать повышению нефтеотдачи. При высоком напоре краевой воды и подвижном водо-нефтяном контакте данный эффект несколько результативней, чем предыдущий, так как темп истощения нефтяной зоны замедляется и коэффициент нефтеотдачи повышается. При небольшом напоре краевой воды и малой подвижности водо-нефтяного контакта нефтяная зона быстро истощается, нефть в пласте разгазируется (режим растворенного газа), и это в значительной мере снижает нефтеотдачу пласта.

Этот вариант разработки также нерационален вследствие больших потерь конденсата и нефти и может быть применен лишь в случаях острой потребности народного хозяйства в газе.

3. Обе зоны разрабатываются одновременно с нагнетанием воды в залежь (нагнетание воды в зону газо-нефтяного контакта вдоль линии контакта газ — нефть).

Этот вариант считается рациональным и рекомендуется применять при нефтяной оторочке большой ширины и при малоподвижном водо-нефтяном контакте. В этом случае в газоконденсатной зоне пластовое давление поддерживается на уровне давления начала конденсации и ретроградные потери конденсата минимальны, а в нефтяной зоне пласта давление поддерживается на уровне, предотвращающем вторжение нефти в газовую зону, а также происходит равномерное вытеснение нефти водой.

Искусственная водяная завеса благоприятно влияет на отдачу нефтяной зоны, находящейся под воздействием с одной стороны водяной завесы, с другой — напора краевой воды.

Однако и этот метод имеет ряд существенных недостатков, ограничивающих его применение: а) требуется своевременное бурение большого количества нагнетательных скважин, которые утрачивают свое назначение в поздней стадии разработки залежи как нагнетательные и не могут быть в этой стадии использованы как эксплуатационные; б) необходимо дорогостоящие сооружения насосного хозяйства и водоочистой установки, что исключается при разработке залежи на истощение; в) нагнетание воды в пласт приводит к некоторым потерям газа в пласте (в связи с этим и конденсата).

4. В первую очередь разрабатывается нефтяная зона пласта, а газоконденсатная временно консервируется (до извлечения основных запасов нефти).

В этом случае создаются постоянные градиенты давления от газовой зоны пласта к нефтяной, благодаря чему нефть вытесняется жирным газом и прототвращается преждевременное истощение нефтяной оторочки. Кроме того, из жирного газа в нефтяном пласте (при падении в нем давления) выпадает конденсат, в результате чего уменьшается вязкость нефти, повышается нефтенасыщенность пор, а следовательно, увеличивается и коэффициент нефтеотдачи пласта.

В то же время осуществление этого варианта связано с консервацией запасов газа и невозможностью его использования для нужд народного хозяйства, а также с некоторыми ретроградными потерями конденсата до начала разработки газоконденсатной зоны пласта.

5. Давление в газоконденсатной зоне искусственно поддерживается на постоянном уровне до извлечения основных запасов нефти из нефтяной зоны.

Важным преимуществом этого метода является то, что скважина в нефтяной зоне пласта длительный период времени эксплуатируется дешевым фонтанным способом. Для достижения этого условия в сводовую часть пласта закачивают сухой газ или воду, благодаря чему поддерживаются постоянные градиенты давления от газовой зоны пласта к нефтяной (аналогично предыдущему случаю).

При этом варианте обеспечивается несколько большая нефтеотдача, чем при предыдущем, если водо-нефтяной контакт неподвижен и размеры газовой зоны небольшие. Кроме того, при этом варианте до начала разработки газоконденсатной зоны пласта не наблюдается ретроградных потерь конденсата.

Разработка газоконденсатной зоны пласта (рекомендуется ее вести на истощение) начинается лишь после извлечения основных запасов нефти — это недостаток последнего варианта. Сначала эксплуатируют перешедшие на газ закрытые нефтяные скважины.

При разработке газоконденсатной залежи с поддержанием давления часть нефтяных скважин, утративших свое назначение эксплуатационных, может быть использована как нагнетательные.

Следует отметить, что при этом варианте исключается бурение нагнетательных скважин, так как в качестве нагнетательных для закачки сухого газа (или воды) в сводовую часть пласта используются скважины, пробуренные для добычи в последующем газа и конденсата, а для закачки воды в поздний период — нефтяные закрытые скважины.

6. Разработка нефтяной зоны пласта ведется с обратной закачкой сухого газа в газоконденсатную зону.

Это один из наиболее рациональных вариантов, при котором благодаря непрерывной циркуляции газа замедляются темпы истощения как нефтяной, так и газоконденсатной зон пласта. Закачку сухого газа прекращают после извлечения основных запасов нефти и конденсата, и в дальнейшем залежь эксплуатируется как газовая (на истощение).

При наличии возможности увеличить закачку сухого газа и таким образом поддерживать пластовое давление на высоком уровне в течение всего периода эксплуатации нефтяной оторочки, можно добиться высокого коэффициента отдачи нефти и конденсата.

Если напор краевых вод значителен, процесс становится весьма эффективным для обеих зон пласта; при малом значении напора процесс протекает с градиентами, направленными от газовой зоны пласта к нефтяной. Этот вариант имеет лишь два недостатка: длительная консервация запасов газа и дополнительные затраты на строительство газоотбензинивающих установок и компрессорных станций. Рекомендуется совмещать период указанного строительства с периодом разбуривания и подготовки к эксплуатации нефтяной зоны залежи, не отбирая в этот период продукцию из газоконденсатной зоны.

7. Нефть в нефтяной оторочке искусственно превращается в газоконденсатное состояние, а затем основные запасы нефти и конденсата извлекаются при однофазном состоянии (впервые эта идея была выдвинута И. Н. Стрижовым).

8. Осуществляется термическое воздействие на газоконденсатную часть пласта.

Два последних варианта пока находятся в стадии лабораторных и экспериментальных исследований.

9. Допускается вторжение нефти из нефтяной оторочки в газоконденсатную зону (такой случай наблюдался при разработке месторождения Карадаг в скв. 105 и 171).

При этом варианте эксплуатационные скважины размещаются в газоконденсатной зоне, в том числе и вдоль зоны контакта газ — нефть, а нефтяная оторочка не разбуривается. Газоконденсатная зона разрабатывается с интенсивным отбором газа. Скважины же, расположенные в зоне контакта нефть — газ, вместе с газом и конденсатом отбирают также и нефть. По мере вторжения нефти

в газоконденсатную зону пласта из скважин, расположенных в этой зоне, будут отбираться газ, конденсат и поступающая из нефтяной оторочки нефть, а затем и нефть с краевой водой. При полном обводнении скважин разработка залежи в целом заканчивается.

РАЗРАБОТКА ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ГЛУБОКИЙ ЛЯК (ФРАНЦИЯ)

В 1951 г. при бурении разведочной скважины на площади Глубокий Ляк (Франция) в 20 км на запад от города По на глубине 3550 м наблюдался мощный газовый фонтан (скв. 3). Открытое газовое фонтанирование было ликвидировано через 2 месяца после сложных и трудных мероприятий, осуществленных под руководством американского эксперта Мирона Кинлея.

В течение последних лет фирма SNPA¹ занималась разбуриванием, обустройством и подготовкой к разработке газового месторождения Ляк.

Газовое месторождение Ляк шириной в 7 км простирается в длину приблизительно на 15 км. Резервы газа значительны и исчисляются в несколько сот миллиардов кубометров.

Газ залежи находится в порых обширной структуры, кровля которой находится на глубине 3260 м, покрытой сверху толстым слоем непроницаемых мергелей.

Средняя пористость пород около 3%. Породы состоят из двухсотметровой пачки плотных известняков с пористостью 1% и весьма низкой проницаемостью; ниже залегают доломиты, коллекторские свойства которых более благоприятны, стометровая пачка мергелей имеет пористость в порядке 6%. Породы, слагающие месторождение, геологически относятся к нижнему мелу и к верхней юре.

Газовая залежь Ляк находится на очень большой глубине. Средняя глубина скважин превышает 4000 м. Несколько скважин было пробурено на глубину более 4500 м. Так, скв. 116 была освоена с глубины 5240 м.

Начальное пластовое давление в залежи составляет 670 ат, что на 80% выше давления, которое обыкновенно отмечается на других месторождениях на той же глубине. Температура газа в пластовых условиях достигает +140°С. Газ месторождения Глубокий Ляк высокосернистый, содержит приблизительно 15% сероводорода (H₂S) и 10% углекислого газа (CO₂).

Этим можно объяснить мощный газовый фонтан в скв. 3. Так как бурильные трубы через некоторое время под агрессивным воздействием газа пришли в негодность, глушение скважин утяжеленным раствором исключалось. При бурении последующих скважин опас-

ность открытых фонтанов предотвращали закачкой высокоутяжеленных буровых растворов. Для ввода в эксплуатацию законченных бурением скважин возникла проблема создания эксплуатационных колонн, стойких против коррозионного воздействия сероводородного газа. Эта проблема успешно была решена французскими металлургами в тесном сотрудничестве с техническим персоналом SNPA. Были найдены специальные марки стали, позволившие изготовлять эксплуатационные колонны и лифтовые трубы, обладающие достаточной устойчивостью против коррозионного воздействия газа.

Эксплуатационный газосодержащий объект был вскрыт эксплуатационными скважинами на глубинах от 3100 до 4950 м (при средней глубине 4500 м, а в скв. 116 на глубине 5200 м).

Бурение скважин велось на утяжеленном баритом и химически обработанном глинистом растворе плотностью 2,2—2,4 г/см³. Под 351-мм направление бурят 445-мм долотом, под 245-мм колонну — 295-мм и под 194-мм — 213-мм.

Конструкция скважин была принята следующей: направление 351-мм — 600 м (подъем цемента до устья); техническая колонна 245-мм — 3700 м (подъем цемента до 400 м); 194-мм эксплуатационная колонна — до проектной глубины с подъемом цемента на 200 м выше переводника 245×194 мм.

Эксплуатационная колонна оставалась над кровлей пласта и цементировалась (манжетная заливка). Затем после вскрытия продуктивного горизонта на забой спускали перфорированный фильтр (рис. V.1). Но так как эти фильтры часто забивались, в дальнейшем от них отказались и стали эксплуатировать скважины с открытым забоем. В этом случае бурение из-под башмака 194-мм колонны ведется долотами 127—140 мм. В некоторых случаях на забой засыпается уплотненный гравий.

Бурение скважин на месторождении Глубокий Ляк ведется насосами «Мареп» («Магер») французского производства со следующими параметрами: диаметр рубашки (максимальный) 219 мм; длина хода 20 см (максимальная) производительность при давлении 150 ат 30—40 л/сек; потребляемая мощность 800 л.с.

При необходимости глушения скважин вызывают мощные цементировочные агрегаты американской фирмы «Гарднер Денвер», развивающие давление 700 ат.

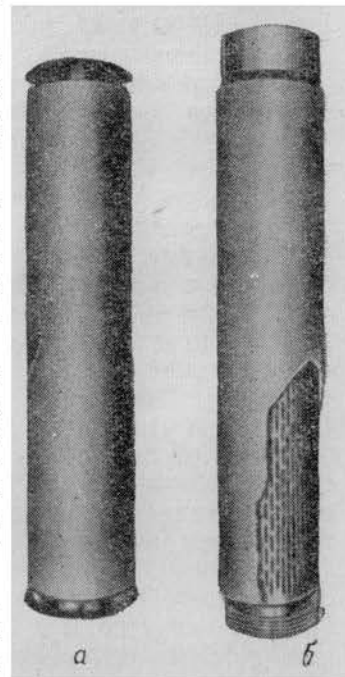


Рис. V.1. Забойный гравийно-формальдегидный фильтр.
а — общий вид; б — конструкция сетки-фильтра.

¹ SNPA — Сосиете Национале дю Петроль дю Акутейн — национальное нефтяное общество в Аквитании, в котором правительство имеет 53% акций.

Бурение скважин на месторождении Глубокий Ляк до спуска 245-мм колонны ведется обработанными глинистыми растворами (плотностью 1,1—1,2 г/см³) или водой. После спуска и цементирования 245-мм колонны бурение под 168-мм колонну и в самом продуктивном пласте ведется утяжеленными глинистыми растворами (плотностью 1,5—2,3 г/см³).

Утяжеление раствора достигается добавкой барита (BaSO₄). Для получения маловязких растворов (с учетом их обогащения глинами проходимых пород) они обрабатываются известкованием (25 г/л Ca(OH)₂), добавкой каустической соды 10 г/л NaOH и барита плотностью 4,3 г/см³ (в пропорции 2 кг/л).

При этом щелочность такого раствора рН составляет около 13 и раствор получается следующей характеристики: плотность 1,5—1,3 г/см³; вязкость 50 сек (по воронке-вискозиметру Marsh), водоотдача 2—4 см³.

Малые каверны и большие трещины закрывают закачкой быстро схватывающегося цемента с добавкой бентонитовых глин (гельцемента), а большие (радиусом более 10 м) закачкой на больших скоростях больших количеств раствора с добавкой цемента, а также спуском промежуточных колонн.

Обработка глинистых растворов, кроме того, ведется добавкой КМЦ и танина (вытяжки из коры южноамериканских деревьев квебрахо). Расход на 1 л раствора составляет 3—4 г КМЦ и 5—10 г танина. При этом достигается вязкость 50—60 сек.

В зависимости от глубины цементации применяются типы цементов: а) на больших глубинах (200—300 м) быстро схватывающиеся; б) под техническую колонну — портландцемент; в) под промежуточную колонну — с замедлителем схватывания — бриллиантином (Diamantite); г) под эксплуатационную колонну — с замедлителем схватывания, хорошо противостоящим воздействию сероводорода («trinity — inferno»).

Водо-цементный фактор во всех случаях составляет 0,55 удельного веса цементного раствора 1,8. За период проводки 35 скважин никаких осложнений из-за некачественной цементировки (за исключением открытого фонтана в скв. 3) не наблюдалось.

Для концентрического расположения колонны на ней устанавливаются центрирующие фонари и скребки: в нижней части через каждые 10 м один фонарь, затем скребок (поочередно); в верхней части и до расчетной высоты подъема цемента число их уменьшается.

При спуске колонн в Глубоком Ляке особое внимание уделялось герметичности резьбовых соединений, для чего применялась специальная смазка, выдерживающая высокие давления.

Рецептура смазки следующая (в %): Stcarate d'Alumie¹ 1,25; Huile² 19,21; Silicone (compound: 7% silice)³ 12,85; Silicone

¹ Глиноземный стеарит — стеариновая кислота (соль алюминиевой кислоты).

² Жидкое масло.

³ Кремнезем твердый.

(fluide)⁴ 2,95; Craphite⁵ 18,0; Poudre de plomb⁶ 30,5; Pailletes de cupre⁷ 12,0; Poussiere de rine⁸ 12,0.

Кроме того, в процессе разработки месторождения Глубокий Ляк был разрешен ряд других научно-технических проблем.

Одна из них заключалась в создании специальной марки стали для производства фонтанной арматуры, стойкой к воздействию сероводорода и высоких давлений (сталь N-80). Предел текучести такой стали 80 000—90 000 кг/мм². Арматуры, изготовленные из этой стали в присутствии сероводорода, свободно выдерживали рабочие давления порядка 450—520 ат при температуре на устье +60—70° С.

Для борьбы с воздействием сероводорода сначала применяли метод пластмассового покрытия поверхности труб, но это себя не оправдало. Тогда стали спускать двухрядный лифт 102×60 мм или 127×73 мм из труб, изготовленных из высококачественной антикоррозийной стали. Впоследствии от одного (наружного) ряда труб отказались, оставив однорядный 60-мм лифт, лишь периодически заменяя изношенные трубы (после глушения скважин).

Учитывая большие скорости восходящего потока газа (10—15 м/сек) и высокие дебиты отдельных скважин (Q_г = 2,5 млн. м³/сутки), пришлось прибегнуть к двустороннему отбору газа (по трубам и по кольцевому (затрубному) пространству).

Однако за семь лет эксплуатации случаев разъедания колонн сероводородом еще не наблюдалось.

В скважину при освоении спускали однорядный лифт диаметром 60 мм.

Устьевое оборудование состояло из массивных фланцевых арматур на 700 ат рабочего (1500 ат пробного) давления крестового типа.

В зависимости от устьевых давлений (не допуская их превышения свыше 360—380 ат) проводился либо двусторонний, либо трехсторонний отбор продукции. Средний дебит скважин доходил до 1,5—2,0 млн м³/сутки газа; текущие дебиты скважин колеблются в пределах 500—600 тыс. м³/сутки и в отдельных скважинах достигают до 800 тыс. — 1,0 млн. м³/сутки.

На рис. V.2. приведена схема арматуры крестового типа для эксплуатации сверхглубоких газовых скважин месторождения Глубокий Ляк, на рис. V. 3 изображено оборудование устья действующей фонтанной газовой скважины площади Глубокий Ляк (скв. 105), а на рис. V. 4 низ фонтанной арматуры на той же скважине. Испытательное давление такой арматуры 1500 ат, рабочее — 700 ат. Управление задвижками — турбовинтовое дистанционное. Все выкидные линии скважин теплоизолированы, уложены на

⁴ Кремнезем жидкий.

⁵ Графит.

⁶ Свинцовый порошок.

⁷ Красная медь чешуйчатая.

⁸ Цинковая пыль.

тумбах и оборудованы регуляторами давления, служащими одновременно предохранительными клапанами.

Для борьбы с гидратообразованием и обмерзанием арматуры дозаторными насосами в выкиды скважин подается этиноль-гли-

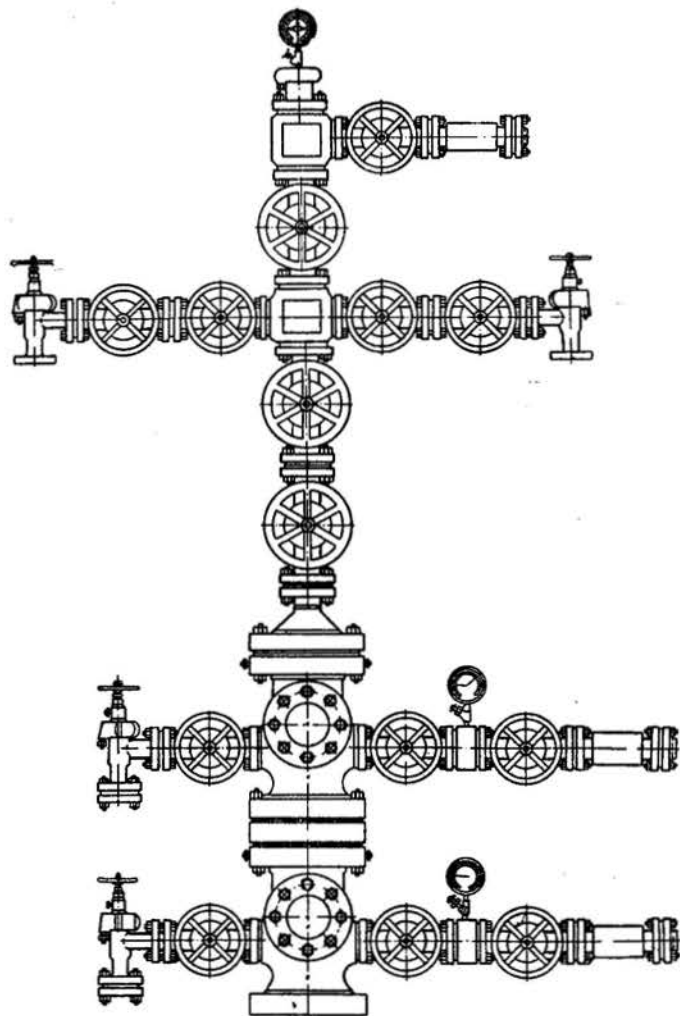


Рис. V.2. Арматура для эксплуатации сверхглубоких газовых скважин на площади Глубокий Ляк.

коль. Последний улавливается в специальных сепараторах-осушителях, регенерируется и при $+210^{\circ}\text{C}$ вновь поступает на прием дозаторных насосов.

Характерным здесь является оборудование каждой такой скважины удобной металлической площадкой, а также ограждение тер-

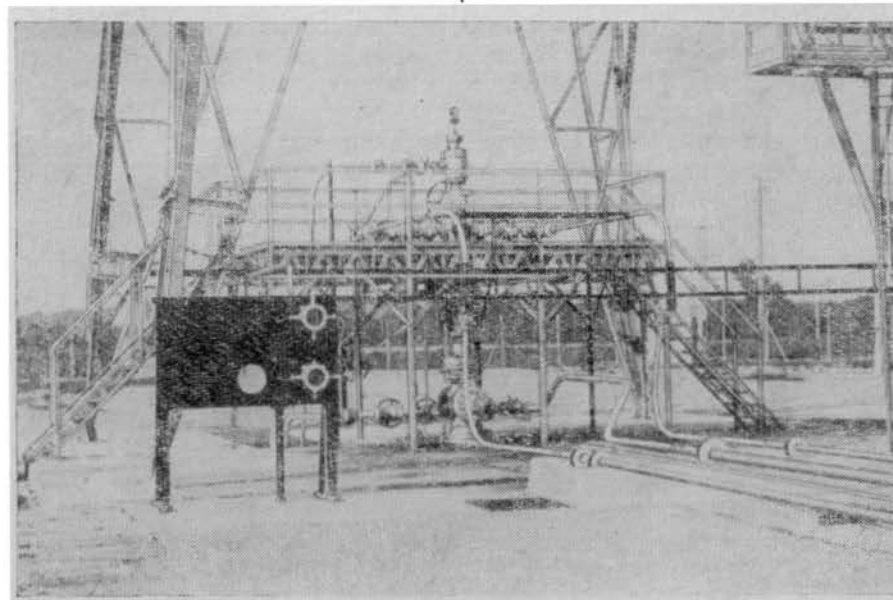


Рис. V.3. Оборудование устья сверхглубокой газовой скважины на площади Глубокий Ляк.

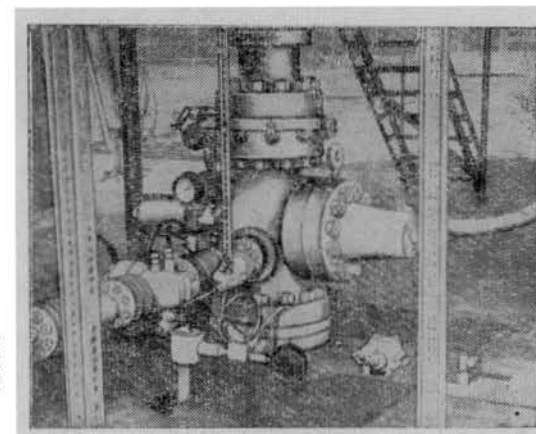


Рис. V.4. Нижняя часть оборудования сверхглубокой газовой скважины на площади Глубокий Ляк.

ритории вокруг скважины металлической сетчатой оградой (рис. V.5).

Следующей характерной особенностью разработки газовых месторождений во Франции является комплексное ведение процесса в единой фирме, осуществляющей строительство, бурение, добычу и переработку газа и побочных продуктов, подземное хранение газа, перекачку его на большие расстояния (до Парижа и в северные районы страны), а также реализацию сухой серы, газобензина и других продуктов.



Рис. V.5. Оборудование глубокой глубиннонасосной скважины на площади Глубокий Ляк.

Каждая скважина оборудована двумя свечами-факелами, отстоящими от скважины на расстоянии 200—250 м и высотой по 150 м. Одна из этих свеч является запальником и постоянно горит, вторая автоматически начинает работать и воспламеняется от первой (в случаях аварий и неполадок в коммуникациях, на скважине и на заводе).

Работа скважин строго автоматизирована. На диспетчерском пункте графически фиксируются все давления на скважинах, трапах, сепараторах, в выкидах и т. д. и расходы газа (дебита) в них в секунду.

При нормальных условиях на щите горит зеленая лампочка соответствующей скважины, а при резких изменениях давлений, расхода газа (дебита) и других неполадках — красная.

Котлы-подогреватели также работают автоматически: при больших отборах из скважин пар переключается на другие заводские нужды, при малых (когда температура у устья скважин резко падает до 25°С и начинается гидратообразование) автоматически начинается подогрев.

Для автоматического отключения (закрытия) скважин из пульта управления, как при вызове пожарной команды, надо разбить стекло-колпак специального устройства и нажать кнопку соответствующей скважины.

Вся территория промысла-завода радиофицирована (вызов, передача команд, распоряжений, сводок и т. д.). Вход на территорию только в противогазах.

Разработка месторождения Глубокий Ляк ведется на истощение, без поддержания пластового давления.

Для очистки сырого природного газа фирмой SNPA в Ляке был построен газоперерабатывающий завод, на котором происходит отделение кислотных (составных) компонентов (H_2S и CO_2) и конденсируемых углеводородов (пропана, бутана, бензина), содержащихся в газе. Производительность завода 20 млн. $m^3/сутки$. Это крупнейший завод в Европе подобного типа, на котором осуществляются новейшие технологические процессы и современная высокоавтоматизированная техника.

На заводе осуществляются три важные операции: обессеривание газа, отбор газобензина и производство сухой серы из газа.

Процесс обессеривания

В первом цехе для извлечения из сырого газа слабых кислот (сероводорода и углекислого газа) сырой газ пропускают под давлением 70 ат через раствор диэтанолamina, являющийся основой для образования сернистых соединений, неустойчивых карбонатов. При этом отделяются метан, этан и пропан (высшие углеводороды не отделяются), и такой газобензин через особые сепараторы отводится в резервуары-танки.

Затем раствор нагревают до температуры +140°С, при которой кислые газы освобождаются и направляются в цех по производству сухой серы. Газ, прошедший через диэтанолaminный раствор и отделившийся в нем от H_2S и CO_2 , подвергается дополнительной очистке в растворе соды.

Для уменьшения расхода пара на восстановление диэтанолaminного раствора кипением SNPA в сотрудничестве с французским химическим обществом организовало для второго цеха отделение серы из газа по новой технологии.

Сырой газ подвергается первичному обессериванию водой под давлением 70 ат. Кислые растворенные газы освобождаются

посредством разрежения (без подогрева водного раствора кислых газов), после чего они направляются в цех по производству сухой серы. Таким образом, через водный раствор моноэтаноламина пропускается частично обессеренный газ, как и в комплексной установке первого цеха. Это вторичное обессеривание подвергает обработке газ, уже менее обогащенный кислотными веществами, а значит и меньше расходуется пара, чем в комплексе первого цеха. Применение нового способа дает положительные результаты, хотя и требует большой затраты электрической энергии.

Процесс очищения газа

Очищенный от серы и углекислого газа природный газ подвергается осушке, после чего из него удаляются высшие углеводороды посредством промывки в масляных абсорберах под давлением.

Очищенный сухой газ направляется потребителю, а насыщенное высшими углеводородами масло отводится в дистилляционные колонны, где из них отдельно отбирают пропан, бутан и бензин.

Для улучшения качества получаемого пропана и бутана в последнее время применяется метод низкотемпературной сепарации. Заключается он в следующем. Полученные углеводороды подвергаются охлаждению при очень низкой температуре с последующей дробной перегонкой.

Производство серы

Кислые газы, выходящие из комплексной установки обессеривания, затем обрабатываются для получения серы. Применяемая технология состоит в частичном окислении H_2S воздухом. Газы последовательно проходят через печь и конденсированный паровой генератор (где они охлаждаются), затем через два каталитических конвертера¹ и конденсаторы. Сера, скопившаяся в печи, конвертерах и конденсаторах, поддерживается в жидком состоянии при температуре 140—150°, при которой она обладает наибольшей текучестью. В таком жидком состоянии она выбрасывается на сборочную площадку, где затем затвердевает.

Техническая вода, слегка сульфированная в процессе производства сухой серы, не выбрасывается, а идет в амбулаторию завода на местные цели (типа мацестинских ванн).

Подземное хранилище в Люсанье

Учитывая сезонный характер потребления газа во Франции и сложность регулирования отборов газа из сверхглубоких скважин месторождения Ляк, было решено организовать подземное храни-

лище газа для накопления его в летний период и расходования — в зимний.

С этой целью SNPA предприняло поиски непроницаемой структуры, способной хранить газ. Такая структура была найдена в Люсанье, приблизительно в шестидесяти километрах на северо-восток от залези; Ляк. Эта структура находится на глубине 500 м. Ее полезная вместительная емкость исчисляется, по меньшей мере, в 500 млн. м³. Для подготовки к хранению газа было пробурено и оборудовано около 20 эксплуатационных, контрольных и нагнетательных скважин и построены три компрессорные станции. Принят следующий режим работы хранилища: закачка газа в количестве 5—6 млн. м³/сутки и отпуск газа из хранилища до 4,5 млн. м³/сутки. Хранилище Люсанье соединено с заводом Ляк посредством газопровода диаметром в 600 мм.

С выходом на полную мощность ежегодно завод будет давать 4 млрд. м³ очищенного газа; 130 000 т пропана и бутана; 260 000 т бензина; 1 400 000 т серы.

ОБ ОДНОЙ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В ИЗМЕНЧИВОСТИ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПЛАСТОВ

Сравнительный анализ kernового материала, отобранного с разных глубин (табл. 24) и на различных площадях Азербайджана, а также практика разработки высокопродуктивной свиты ПК в разных районах Апшеронского полуострова и Каспийского моря, указывает на большую изменчивость коллекторских свойств пластов свиты ПК.

Так, имея повышенные значения пористости и проницаемости коллекторов в районах северо-восточного Апшерона и в районе Нефтяных Камней (к юго-востоку от Апшеронского полуострова), мы наблюдаем постепенное ухудшение этих свойств коллекторов в Бинагадах и заметное снижение в районах Западного Апшерона.

Из формулы Дюпюи фильтрация жидкости в пористой среде и коэффициент продуктивности применительно к поверхностным условиям равны соответственно:

$$q = \frac{2\pi kh (p_k - p_c)}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{R_c} + c_1 + c_2 \right)}; \quad (V.1)$$

$$K = \frac{0,0184 k_{\text{эф}} \ln \frac{R_k}{R_c (\text{привед})}}{hg \rho_n (\text{нов})}, \quad (V.2)$$

где q — дебит скважины в пластовых условиях; k — проницаемость пласта, д ; h — мощность пласта, см (м); μ — вязкость пластовой жидкости, снз ; p_c — забойное давление скважин, ат ; p_k — давление на контуре круговой залежи с радиусом R_k , ат ; R_c — радиус сква-

¹ Катализатором служит активированный боксит, содержащий около 90% глинозема и нечистую окись железа, кремния и титана.

Таблица 24

Месторождение	Среднее значение по образцам		
	глубины отбора керна, м	пористости, %	проницаемости, мд
О. Артема (Северная складка)			
Объект ПК (верхи)	650—750	28—32	160—180
Гюргяны-море			
Объект ПК ₁	1820—1830	23—24	780—930
Объект ПК ₂	1860—1880	24—27	530—670
Объект ПК ₃	1910—1939	18—20	60—180
Объект ПК ₄	1940—1960	17—22	250—300
О. Жилой			
Объект Кривая ПК	360—700	20—30	120—140
Объект ПК	1400—1440	24—28	340—400
Объект ПК (верхи)	950—960	25—27	200—230
Объект ПК (низы)	1700—1710	20—22	250—260
Грязевая сопка			
Объект ПК ₁	1100—1190	22—23	460—480
Нефтяные Камни			
Объект ПК ₁	860—890	28—29	1000—1100
Объект ПК ₂	970—990	22—23	360—500
о-в Песчаный			
Объект ПК (верхи)	3250—3300	18—20	150—160
Объект ПК (низы)	3300—3400	14—16	60—70
Бузовны			
Объект ПК ₁ (верхи)	1850—2950	26—28	250—260
Объект ПК ₂ (низы)	1960—2000	22—25	220—230
Кала			
Объект ПК ₁	2300—2400	20—25	40—110
Объект ПК ₂	2200—2230	22—26	40—45
Объект ПК ₃	1980—2000	18—19	250—300
Объект ПК ₄	2000—2020	14—18	100—150
Объект ПК (низы)	2230—2270	20—23	70—100
Объект ПК (верхи)	1930—1960	22—23	100—150
Объект ПК	2060—2190	24—26	300—350
Бинагады			
Объект ПК (верхи)	500—550	28—32	150—200
Объект ПК (низы)	1430—1490	20—22	120—160
Объект ПК (средняя часть)	1100—1120	16—27	100—135
Объект ПК (верхи)	1415—1450	25—30	160—200

Продолжение табл. 24

Месторождение	Среднее значение по образцам		
	глубины отбора керна, м	пористости, %	проницаемости, мд
Чахнагляр			
Объект ПК	1280—1290	23—28	150—200
Объект ПК (верхи)	1350—1430	25—27	150—200
Сулутепе			
Объект ПК (верхи)	1780—1880	24—27	220—280
Сураханы			
Объект ПК ₁	2150—2250	25—27	150—200
То же	2270—2770	20—23	130—140
Объект ПК ₂ (северо-восточное поле)	1950—1960	26—28	350—400
То же	2790—2800	17—18	150—200
Объект ПК ₃	2240—2270	18—19	210—250
Кара-Чухур			
Объект ПК ₁	1970—1990	17—19	350—450
То же	2100—2150	16—18	200—250
Объект ПК ₂	1990—2000	24—29	350—650
То же	2000—2100	13—14	100—150
Объект ПК ₃	2600—2700	18—20	40—50
Объект ПК ₄	2150—2550	23—30	150—200
Балаханы-Сабунчи-Раманы			
Объект ПК (верхи)	1000—1100	20—22	360—400
То же	650—900	24—30	350—500
	1350—1400	20—24	250—400
Зыря			
Объект ПК	4419—4424	18—19	265
	4454—4459	15—17	130—140

жины, берется равным радиусу долота, которым бурился нижний интервал скважины, m ; c_1 — поправка, характеризующая гидродинамическое несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта; c_2 — поправка на несовершенство скважин по степени вскрытия (поправки определяются по графикам В. И. Шурова или расчетным путем исходя из плотности перфорации глубины проникновения пуль в породу); K — коэффициент продуктивности пласта, $t/сутки \cdot ат$; ω — объемный коэффициент нефти; $\rho_{н(пов)}$ — плотность нефти в поверхностных условиях, $г/см^3$; $R_{с(привед)} = R_c - (c_1 - c_2)$; $R_k = (100—150) m$ из практики, учитывая, что расстояния между рядами и скважинами обычно берутся в пределах 200—300 м, а за величину R_k обычно принимают половину расстояния от исследуе-

мой скважины до окружающих ее ближайших действующих скважин. Коэффициент продуктивности скважин K находится в прямой зависимости от проницаемости k и в косвенной от пористости пласта.

Большие отборы из отдельных глубоких скважин в тот период (тридцатые годы) были связаны с недостаточным развитием техники и технологии добычи нефти. Особенно это касается техники (недостаточной прочностной характеристики эксплуатационных колонн, насосно-компрессорных труб, пьедесталов и фонтанных арматур), в силу чего во избежание развития высоких давлений (иначе мог произойти разрыв колонн, соединений, пьедесталов и арматур) приходилось эксплуатировать скважины с повышенными отборами.

Тем не менее мы имеем яркий пример наличия высокопродуктивной скважины, эксплуатирующей высокопроницаемый и высокопористый пласт (скв. 1090 НПУ Орджоникидзенефть).

Из табл. 24 явствует, что по ПК верхи и ПК низы (соответственно ПК₁₋₂ и ПК₄₋₅) площадей северо-восточный и центральный блоки сураханской складки, Раманы, Балаханы, Сабунчи коллекторские свойства пластов уже несколько хуже, чем по ПК₂ юго-восточного сброшенного поля Сураханской складки. Естественно, и скважины, эксплуатировавшие горизонт ПК на указанных площадях, вступали со значительно меньшими дебитами, чем скв. 1090, а именно с дебитами: начальными 400—500, установившимися 200—250, конечными (в поздней стадии разработки) нефти 5—8, воды 100—150 *т/сутки*. Суммарное нефтензвлечение на одну скважину за весь период эксплуатации составило около 250—400 тыс. *т* в год.

Примером высокого коэффициента продуктивности скважин, связанного с весьма высокой проницаемостью пласта (порядка 1 *д* и более) и высокой пористостью является объект ПК (верхи) месторождения Нефтяные Камни. Этим объясняется длительное фонтанирование скважин на этой площади (почти 20 лет) с объекта ПК (верхи) с устойчивым дебитом 80—100 *т/сутки*; причем на каждую скважину с начала разработки залежи уже приходится в среднем более полумиллиона тонн извлеченной нефти (скважины продолжают фонтанировать с поддержанием пластового давления).

Характерно, что если сравнить коллекторские свойства пород (по керновому анализу), поднятых из одной и той же скважины, но с разных глубин (верхи ПК и низы ПК) месторождения Нефтяные Камни, увеличение глубины залегания пластов всего на 100 *м* на одной и той же площади уже дает ухудшение пористости на 20% (с 28,5 до 22,5%) и проницаемости на 60% (с 1050 до 430 *мд*).

Весьма показательна история разработки месторождения Бузовны, коллекторы которого по горизонту ПК₁ выражены песками высокой пористости (26—28%) и повышенной проницаемости (250—260 *мд*). Скважины здесь также вступили с высокими начальными дебитами 250—400 *т/сутки*. Однако в связи с тем, что пласты были выражены весьма рыхлыми песками, легко поддававшимися размыву фильтративным потоком, эксплуатация сква-

жин быстро нарушалась, несмотря на принимаемые меры (периодические и непрерывные подкачки). Но и при установившихся отборах порядка 100—150 *т/сутки* вследствие обильного пробкообразования (более 10—15% песка в струе) скважины быстро выходили из строя из-за сломов и отводов колонн (всего в Бузовнах наблюдалось свыше 200 случаев сломов и отводов колонн по горизонту ПК).

Размыву песков ПК в Бузовнах в большой степени способствовали высокая вязкость нефти в пластовых условиях (до 9 *спз*) и выделение в процессе эксплуатации газа в призабойной зоне, а также создаваемые резкие депрессии.

В целях борьбы с пробкообразованием и сломами колонн в НПУ Бузовны нефть были осуществлены следующие мероприятия: усиление (увеличение толщины стенки) нижних частей эксплуатационных колонн до 13—14 *м*; «впрыскивание» цементного раствора для закрепления песков в призабойной зоне; периодические и непрерывные подкачки; плавный запуск скважин; крепление песков фенол-формальдегидной смолой; перевод скважин на глубиннонасосную эксплуатацию и др.

Если же взять Бинагадинское месторождение (Бинагады, Чахнагляр), расположенное в центре Западного Апшерона, то здесь, хотя пористость и имеет довольно высокие значения, проницаемость пластов ПК значительно ниже, чем в Сураханах, Бузовнах, Сабунчи-Балаханы-Раманах, и в 5—6 раз ниже, чем на Нефтяных Камнях, в то же время глубины скважин лишь на 50% превышают глубины скважин Нефтяных Камней.

Из данных табл. 24 и анализа разработки горизонта ПК на разных площадях Азербайджана можно сделать один весьма важный и несомненный вывод о том, что со стратиграфической глубиной залегания пластов их коллекторские свойства (пористость, проницаемость) ухудшаются. Это косвенно подтверждается и данными бурения: в направлении с востока на запад на Апшеронском полуострове пески горизонта ПК постепенно уплотняются, переходя затем в плотные и труднопроходимые песчаники. Так, если в Бузовнах коммерческие скорости бурения составляли 4500—5000 *м/(станок·месяц)*, а при бурении собственно горизонта ПК за одно долбление имели проходку на долото 250—400 *м*, то в Карадаге при бурении скв. 147, 152 и 199, запроектированных на горизонт ПК, коммерческие скорости в нижних интервалах уже составляли 300—350 *м (станок·месяц)*, а проходка на одно долото в пределах ПК всего 5—6 *м* (а иногда и меньше).

Нетрудно показать, что при прочих равных условиях (скорость продвижения водо-нефтяного контакта, величина градиентов давления, вязкости, активность нефти, пластовые давления, температура пласта, значение капиллярного давления, количество растворенного в нефти газа) отдача пласта с однородной структурой будет тем больше, чем выше пористость и проницаемость пласта.

Если же взять площадь Зыря (северо-восточный Апшерон), то

примерно при тех же глубинах и даже ниже на 150—200 м мы имеем значения пористости и проницаемости вдвое больше, чем в Карадаге (Западный Апшерон). Сравнивая же данные по месторождению Зыря с данными по объекту ПК (Нефтяные Камни), можно отметить следующее: глубины залегания пластов примерно в 5 раз больше, чем на Нефтяных Камнях, значения проницаемости в 5—6 раз и пористости на 40% ниже, чем на Нефтяных Камнях.

Резюмируя изложенное, можно отметить, что на больших глубинах на Западном Апшероне и прилегающих к нему регионах следует бурить алмазными, штыревыми, гидромониторными и другими типами износостойчивых и быстрорежущих долот; при освоении и эксплуатации сверхглубоких скважин на этих площадях нужно применять высокоэффективные методы вскрытия пласта и искусственного воздействия на призабойную зону скважин (кумулятивная и гидropескоструйная перфорация, ГРП, обработка забоя соляной кислотой, ПАВ и реагентами-растворителями).

ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПЛАСТОВ ИЗМЕНЕНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФЛЮИДА

Разработка нефтяных месторождений с поддержанием пластовых давлений с самого начала эксплуатации становится за последние годы преобладающей и единственно возможной, поскольку только при этом достигается наибольший коэффициент нефтеотдачи при минимальных капитальных затратах на добычу нефти. Однако, как указывалось, при водном воздействии на глубокозалегающие пласты возникают определенные технические трудности, связанные с повышением давления нагнетания за счет возникающих дополнительных гидравлических сопротивлений в водоподводящей сети и при движении воды по колонне (либо по лифтовым трубам), а также по пласту. В то же время отсутствие в настоящее время насосов и коммуникаций высокого давления ограничивает возможности искусственного воздействия на глубокозалегающие пласты.

Исследованиями И. А. Чарного, Б. П. Серавкина [107] и других сотрудников кафедры гидравлики МИНХ и ГП им. И. М. Губкина и Н. К. Ибатуловой [62] установлено, что добавкой к нагнетаемой воде высокополимеров есть возможность снизить коэффициент гидравлического сопротивления при закачке воды в пласты примерно на 20—25%.

Такой же эффект получается при закачке воды в пласты и через сравнительно неглубокие скважины, в которых по истечении некоторого времени искусственного воздействия происходит снижение (затухание) начальной приемистости. Снижение, как известно, связано с образованием металлической окалины, с одной стороны, за счет коррозии внутренней поверхности водоводов, эксплуатаци-

онных колонн и лифтовых труб, что повышает степень их шероховатости и соответственно гидравлические сопротивления; с другой — засорением забоя и пор призабойной зоны нагнетательных скважин механическими и химическими примесями.

В этих случаях представляется возможным снизить гидравлические сопротивления и восстановить (либо повысить) приемистость нагнетательных скважин за счет добавки к закачиваемой в пласт ньютоновской жидкости высокополимеров и превращения ее этим путем в псевдопластическую неньютоновскую.

Опыт указанных исследований и работа [62] показали, что добавки в малых дозах в ньютоновскую жидкость высокополимеров и других материалов позволяют превратить ее в неньютоновскую псевдопластическую жидкость и заметно снизить коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода в области турбулентного режима течения жидкости.

В качестве высокополимера во всех случаях принимался водный раствор карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), являющейся псевдопластичной жидкостью. Было установлено, что минимальные значения коэффициента гидравлического сопротивления водовода η при различных значениях параметра Рейнольдса получаются при добавках к нагнетательной воде 0,3% КМЦ. Увеличение или уменьшение концентрации КМЦ в нагнетательной воде против этой величины приводят к увеличению коэффициента гидравлического сопротивления водовода. Предложенный Метцнером и Доджем [107] обобщенный параметр Рейнольдса имеет вид

$$Re' = \frac{D^{n'} v^{2-n'} \rho}{k' \cdot 8^{n'-1}},$$

где D — внутренний диаметр водовода, см; v — средняя объемная скорость движения жидкости по водоводу, см/сек; ρ — плотность жидкости, г/см³; k' — показатель консистенции, характеризующий степень разжиженности жидкости (увеличивается по мере повышения вязкости раствора); n' — показатель поведения жидкости, характеризующий отклонение физических свойств от ньютоновской жидкости (для ньютоновской жидкости $n'=1$).

Доджем и Метцнером для области гидравлически гладких труб был получен степенной закон сопротивления, внешне напоминающий по своей структуре формулу Блазиуса

$$c_f = a (Re')^{-b},$$

где c_f — уменьшенный в 4 раза коэффициент гидравлического сопротивления в формуле Дарси—Вейсбаха для потери напора; a и b — величины, зависящие только от показателя поведения жидкости.

В зависимости от величины n' с учетом специфических условий движения воды, обработанной КМЦ (ньютоновской жидкостью), значения a и b представлены в табл. 25.

Таблица 25

n'	a	b
0,2	0,0646	0,0349
0,3	0,0685	0,0325
0,4	0,0712	0,0307
0,6	0,0740	0,0281
0,8	0,0760	0,0263
0,1	0,0779	0,0250

Для случая применения в качестве добавок к нагнетательной воде высокополимера КМЦ И. А. Чарным и Б. П. Серавкиным были получены кривые зависимости коэффициента гидравлических сопротивлений η от концентрации полимера КМЦ в жидкости (рис. V.6).

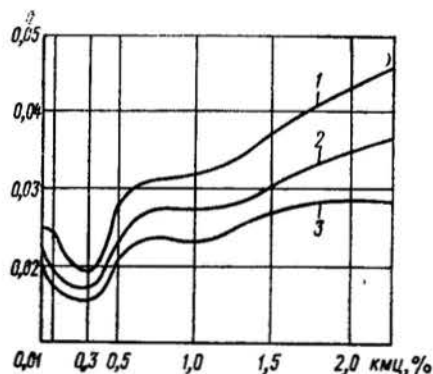


Рис. V.6. Кривые зависимости коэффициента гидравлических сопротивлений η от концентрации полимера КМЦ в жидкости.

Re' равно: 1 — 24 000; 2 — 39 800; 3 — 97 000.

больших количеств полимера КМЦ в турбулентный поток и превращении таким путем ньютоновской жидкости в неньютоновскую псевдопластическую можно добиться уменьшения коэффициента гидравлического сопротивления η на 20—25%. Из приведенных графиков можно определить наиболее оптимальную дозировку полимера КМЦ к нагнетательной воде (0,3%).

Указанные выводы лабораторных исследований были нами проверены в практических условиях НПУ Ширваннефть.

Испытания показали, что во всех случаях дозировка к закачиваемой в пласты нагнетательной воде КМЦ обеспечивает повышение водопроницаемости в среднем на 18—20%.

Анализ работы нагнетательных и эксплуатационных скважин НПУ Ширваннефть до и после дозировки к нагнетаемой воде

Опыты проводились с применением в качестве водоводов 16- и 40,3-мм стальных труб, через которые прокачивалась вода с дозировкой различных количеств КМЦ. На рис. V.6 по оси абсцисс отложены различные величины концентраций КМЦ в жидкости, а по другой оси коэффициенты гидравлических сопротивлений η . Кривые 1, 2, 3 соответствуют течению жидкости, обработанной полимером КМЦ, при турбулентном режиме и при различных значениях параметра Рейнольдса.

Из этих кривых рис. V.6 видно, что при добавках не-

КМЦ показал, что за счет уменьшения гидравлических сопротивлений почти во всех случаях поглотительная способность нагнетательных скважин увеличивается. Уже через месяц после начала дозировки к нагнетаемой воде КМЦ стабилизируются дебиты эксплуатационных скважин, находящихся под воздействием, и отмечается некоторое повышение их.

Этот вопрос специально был исследован автором совместно с Р. С. Гурбановым, Р. А. Рустамовым и др. с целью установления зависимости полноты вытеснения нефти от свойств вытесняющей и вытесняемой жидкости. С этой целью был изучен процесс вытеснения нефти водой, обработанной полимером КМЦ.

В связи с этим были проведены специальные эксперименты по вытеснению трансформаторного масла водным раствором КМЦ (карбоксилметилцеллюлозы). Параметры реологического уравнения Шведова — Бингама для водного раствора КМЦ, полученные на основании обработки данных ротационного вискозиметра model «35 S», представлены в табл. 26, а график зависимости τ_0 от концентрации полимера КМЦ в водном растворе иллюстрируется рис. V.7.

Таблица 26

Концентрация КМЦ в водном растворе, %	Структурная вязкость η , спз	Предельное напряжение сдвига τ_0 , мг/см	Пористость колонки, %	Воздухопроницаемость k , д	Re	Нефтеотдача, %		
						безводная	в водном периоде	конечная
0	1	0	38	20,9	0,0016	19,0	57,0	76,0
0,15	2	5	41	24,9	0,002	20,0	53,7	73,7
0,1	3	10	39	25,0	0,0018	28,3	47,7	76,0
0,2	4	14	38	24,3	0,0018	46,6	31,4	78,0
0,5	5	24	39	25,0	0,0017	40,0	37,0	77,0
1,0	6	45	40	26,0	0,0019	44,0	37,0	81,0
2,0	8	103	40	23,2	0,0017	54,0	25,0	79,0
3,0	18	76	41	27,5	0,0022	65,0	16,5	81,5
4,0	45	282	40	20,9	0,0019	75,0	9,0	84,0
5,0	62	415	40	26,5	0,002	85,0	0	85,0
7,0	112	575	40	22,8	0,0018	93,0	0	93,0
9,0	—	—	41	26,8	0,002	94,6	0	94,6

Для проведения опытов была изготовлена пористая среда из кварцевого песка в металлических колонках диаметром 33 мм. Данные о пористости и проницаемости приготовленных образцов приведены в табл. 26.

Как известно, в большинстве случаев для приближенного моделирования процесса вытеснения необходимо использовать образцы, длина которых намного превышает их диаметр. В рассматриваемом случае длина образца принята равной $l > 35 d$, где d — диаметр образца.

В процессе проведения опытов колонки устанавливались вертикально.

Методика проведения опытов заключалась в следующем. Пористая среда насыщалась трансформаторным маслом, которое вытеснялось водным раствором КМЦ при постоянном расходе, равном $Q=0,084 \text{ см}^3/\text{сек}$. Отметим, что при данном расходе число Рейнольдса, подсчитанное по формуле М. Д. Миллионщикова с использованием вязкости воды, не превышает его критического значения. При этом проводились замеры объемов вытесненного трансформаторного масла в безводном периоде и в конце процесса вытеснения и определялись коэффициенты безводной и конечной нефтеотдачи.

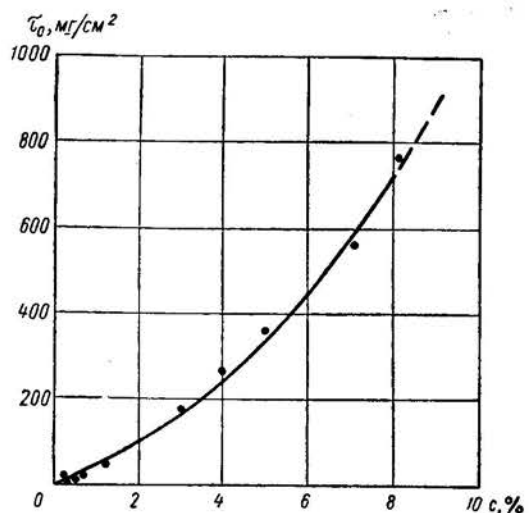


Рис. V.7. График зависимости τ_0 от концентрации полимера КМЦ в водном растворе.

Для контроля каждый опыт проводился одновременно в двух колонках при прочих равных условиях. Эксперименты проводились при температуре $+22^\circ \text{C}$.

Результаты экспериментов по вытеснению трансформаторного масла водным раствором КМЦ приведены в табл. 26 и изображены на рис. V.8, где кривая 1 показывает изменение конечной нефтеотдачи, кривая 2 — безводной нефтеотдачи и кривая 3 — коэффициента нефтеотдачи в водном периоде в зависимости от τ_0 .

Из V.8 следует, что с увеличением предельного напряжения сдвига, т. е. концентрации КМЦ в водном растворе, коэффициенты безводной и конечной нефтеотдачи увеличиваются, а коэффициент нефтеотдачи в водном периоде уменьшается и при $\tau_0=415 \text{ мг/см}^2$ равен нулю. Из сопоставления кривых 1 и 2 следует, что с увеличением τ_0 значительное увеличение нефтеотдачи наблюдается в безводном периоде. Например, при вытеснении трансформаторного масла водой без добавки КМЦ, т. е. при $\tau_0=0$, безводная нефтеотдача составляет 19%, а конечная 74%. При вытеснении же транс-

форматорного масла водным раствором КМЦ с $\tau_0=575 \text{ мг/см}^2$ коэффициент безводной и конечной нефтеотдачи составляет 93%. Увеличение безводной нефтеотдачи составляет 74%, а конечной 18%. Сравнительно малая величина коэффициента нефтеотдачи при вытеснении водой связана с увеличением зоны водо-нефтяной смеси.

При значениях $\tau_0 \geq 415 \text{ мг/см}^2$ зона водо-нефтяной смеси практически отсутствует, т. е. имеет место поршневой режим вытеснения трансформаторного масла водным раствором КМЦ.

Проведенные эксперименты свидетельствуют об эффективности обработки воды, нагнетаемой в пласт, различными полимерами, так как полимерные добавки к вытесняющему агенту значительно

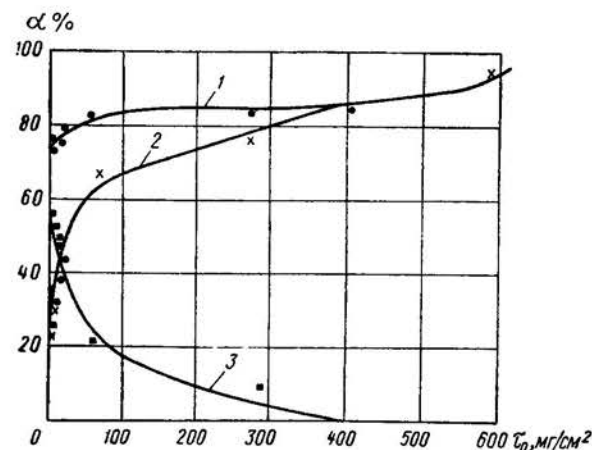


Рис. V.8. Изменение в зависимости от τ_0 : 1 — конечной нефтеотдачи; 2 — безводной нефтеотдачи; 3 — коэффициента нефтеотдачи в водном периоде.

влияют на величину коэффициента нефтеотдачи и на характер движения водо-нефтяного контакта.

Таким образом, превращение ньютоновской жидкости в неньютоновскую существенно влияет на снижение гидравлических сопротивлений и, как следствие, на эффективность разработки нефтяных месторождений.

Однако такое заключение на первый взгляд приходит в некоторое противоречие с фактическими данными разработки площадей Апшеронского полуострова. В табл. 27 представлены текущие коэффициенты нефтеизвлечения на 1/I 1967 г., определенные по данным длительно разрабатываемых площадей Апшеронской нефтегазоносной области. По-видимому, на результатах нефтеотдачи сказываются такие немаловажные факторы, как неоднородность пластов, сильная перебитость эксплуатационных объектов различными тектоническими нарушениями, бессистемная разработка недр в период до национализации нефтепромыслов, приведшая к сооб-

Таблица 27

Показатели	По эксплуатационным объектам								
	нефтоновской нефти	нефтоновской нефти	КС — нефтоновской нефти	КС — нефтоновской нефти	нефтоновской нефти без КС	нефтоновской нефти без КС	Апшеронского района	Апшеронского района без КС	КС Апшеронского района
Коэффициенты нефтеизвлечения	0,21	0,49	0,20	0,19	0,53	0,23	0,37	0,43	0,19
Число эксплуатационных объектов	129	160	28	58	141	71	289	209	86

щамости пластов, их обводнению и вытеснению нефти мощными потоками контурных, крыльевых, подошвенных и других пластовых вод, отсутствие соответствующего учета в тот период и др.

В то же время добавка к нагнетательной воде ничтожно малых количеств полимера КМЦ настойчиво и убедительно опровергает данные столетней практики разработки недр Азербайджана.

По-видимому, эксперименты в этой области должны быть расширены и изложенные рекомендации апробированы на большем количестве скважин и месторождений при различных геолого-технических условиях.

О РАЗРАБОТКЕ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕНТРАЛЬНОЙ (КУСТОВОЙ) ЗАКАЧКОЙ ВОДЫ

Известно, что разработка нефтяных месторождений, тем более многопластовых и с поддержанием пластовых давлений, может длиться многие десятилетия. Однако в условиях морских месторождений сроки разработки нефтяных месторождений связаны еще с рядом специфических особенностей, главными из которых являются сроки службы нефтепромысловых гидротехнических сооружений (эстакад, приэстакадных площадок, отдельных оснований, подводных трубопроводов и т. д.). Кроме того, весьма близкое расположение на приэстакадных площадках и отдельных основаниях кустовых скважин, работающих при больших давлениях, с выносом большого количества песка, связано с опасностью возникновения крупных пожаров, фонтанов, грифонов и других осложнений.

В связи с указанными и другими обстоятельствами (сложность бурения и добычи нефти в условиях открытого моря) возникла задача разработки морских нефтяных месторождений более ускоренными темпами, чем аналогичных месторождений на суше. Основным критерием здесь, по-видимому, являются сроки службы

гидротехнических сооружений, применительно к которым рассчитываются сроки разработки морских нефтяных месторождений. Весьма важным является соблюдение условия, когда при повышенных темпах разработки залежи (при среднегодовых темпах отбора запасов в пределах 7—10%) решается задача достижения высоких конечных коэффициентов нефтегазоотдачи пластов.

В связи с этим в 1961 г. нами совместно с А. Т. Амбарцумовой, А. Г. Луниной, С. Т. Овнатановым и А. М. Пирвердяном [36] был предложен метод разработки горизонтов IX и X балаханской свиты месторождения о-ва Песчаного центральным (кустовым) заводнением.

Диктовалось это не только соображениями повышения темпов разработки месторождения в связи с указанными обстоятельствами, но и весьма низкой эффективностью проводимого процесса по законтурному заводнению залежи горизонтов IX—X.

Дело в том, что в 1959 г. АзНИИ ДН совместно с ЦНИПром НПУ Орджоникидзенефть была составлена геолого-технологическая схема разработки указанных объектов, предусматривавшая следующие варианты разработки:

- 1) двумя сетками, с выделением двух базисных объектов: а) горизонта X с возвратом на горизонт IX (низ); б) горизонта IX (средняя часть) с возвратом на горизонт IX (верхи);
- 2) батарейным размещением эксплуатационных скважин, параллельно контуру нефтеносности выбранных базисных объектов, при расстояниях между батареями и скважинами в батареях, равных 300 м;
- 3) применением законтурного заводнения с самого начала разработки каждого объекта с одновременным вводом в эксплуатацию трех рядов скважин;
- 4) осуществлением однократного переноса линии нагнетания на базисном объекте (с первоначальной законтурной линии на первый от контура ряд эксплуатационных скважин).

Не останавливаясь здесь на геолого-технологических деталях проекта, заметим лишь, что в результате весьма низкой проницаемости коллекторов в законтурной части залежи и низкой приемистости нагнетательных скважин в течение длительного периода времени (более 3 лет) эффекта от воздействия практически не ощущалось: фактические дебиты эксплуатационных скважин оказались вдвое ниже расчетных, пластовые давления не только не имели тенденции к росту, но и продолжали последовательно снижаться.

Одной из причин этого является также и то, что расчетное количество воды в законтурную часть пласта из-за низкой приемистости нагнетательных скважин, несмотря на проведение комплекса мероприятий по ее повышению (ГРП, солянокислотная обработка забоев), не закачивалось. Суммарный текущий объем закачиваемой воды составлял примерно 0,3—0,5 от объема извлекаемой жидкости, приведенной к пластовым условиям.

Поэтому переход от законтурного заводнения на поддержание пластового давления путем закачки воды в центральную часть залежи (через центры кустов скважин) позволял успешно решать

поставленные задачи, а именно: сокращение сроков разработки залежи; повышение текущих дебитов скважин и суммарной нефтеотдачи пластов; сокращение числа подлежащих бурению эксплуатационных скважин (поскольку расчетное количество скважин еще не было пробурено); продление сроков фонтанирования скважин и исключение дорогостоящих механизированных способов добычи нефти; повышение конечных коэффициентов нефтеотдачи пластов за счет более ускоренного восстановления пластовых давлений и несравненно лучшей приемистости новых внутриконтурных нагнетательных скважин (в центре кустов), длительное время (более 3 лет) пребывавших в эксплуатации с повышенными отборами.

Таким образом, технико-экономические преимущества кустового центрального заводнения, представляющего особую разновидность внутриконтурного заводнения, были неоспоримы. При этом следует заметить, что метод кустового центрального заводнения может быть рекомендован лишь для морских месторождений, разрабатываемых кустовым наклоннонаправленным методом бурения.

Применительно к данной залежи (объекты горизонтов IX и X балаханской свиты о-ва Песчаного) не могли быть применены другие разновидности внутриконтурного заводнения. Например, центральноочаговое заводнение не могло быть рекомендовано по той причине, что в центре залежи (где должен был располагаться очаг заводнения) располагались кустовые площадки № 34 и 140 с числом эксплуатировавшихся скважин соответственно 12 и 7. Все эти скважины были выведены из эксплуатации с разрушением самих кустовых площадок вследствие серьезных грифонообразований на кустовой площадке № 34 и открытых групповых фонтанов, грифонов и пожаров на кустовой площадке № 140.

Метод «разрезания» залежи одним рядом нагнетательных скважин по продольной оси также не мог быть рекомендован для этой залежи, поскольку линия разрезания проходила как раз через центры кустовых площадок № 34 и 140.

Таким образом, самым рациональным оставался метод центральной кустовой закачки с учетом того, что разбуривание залежи и расположение скважин на ней (по забоям) производились с равномерным охватом всей площади залежи. Расположение внутрикустовых нагнетательных скважин (рис. V.9) также обеспечивало равномерный охват воздействием как отдельных частей залежи (в зоне одного куста), так и всей залежи в целом.

Кроме того, их длительная эксплуатация с повышенными отборами и, следовательно, хорошая дренированность призабойной зоны гарантировали высокую водопримистость.

Так как к моменту составления проекта центральнокустового заводнения разработка горизонта X в основном находилась в поздней стадии, решено было этот метод осуществить применительно к объекту горизонта IX (средняя часть), который имел лучшую литофациальную характеристику и гидропроводность ($\frac{kh}{\mu} = 150$ по

горизонту IX (средняя часть) против $\frac{kh}{\mu} = 100$ по горизонту X).

Следует отметить еще одно преимущество предлагаемого метода (применительно к условиям эксплуатации морских кустовых скважин): наличие в центре каждого куста фонтанирующих скважин, нагнетательной скважины и нагнетательной водоподводящей линии с давлением 120—140 ат, с возможностью подачи по ним неограниченного количества воды — важный фактор в деле преду-

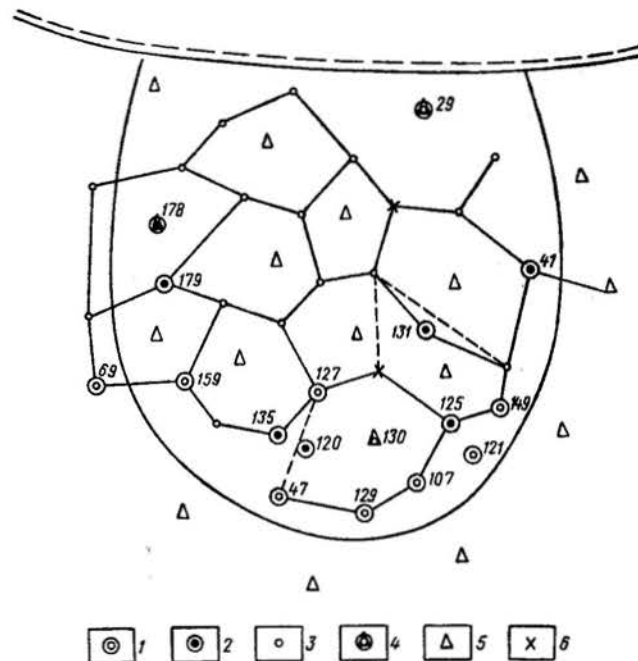


Рис. V.9. Схема центрального (кустового) заводнения объекта горизонта IX (низы и средняя часть) площади о-ва Песчаного.

Скважины: 1 — действующие (средняя часть); 2 — действующие (низы); 3 — проектные; 4 — нагнетательные из числа действующих; 5 — проектные нагнетательные; 6 — измененные местоположения проектных скважин.

ждения и ликвидации открытых фонтанов и пожаров на кустовых площадках.

Расчетами группы специалистов, авторов проекта, было установлено, что при кустовом заводнении (при пятиточечной системе расположения нагнетательных скважин) коэффициент охвата залежи выше, чем при сплошной фронтальной расстановке нагнетательных скважин внутри контура.

Вполне очевидно, что с учетом точного размещения эксплуатационных скважин (считая по забоям) по кустам и сравнительно равномерной дренированности их призабойных зон создаются бла-

гоприятные условия для вытеснения нефти водой, закачиваемой через центральнокустовые нагнетательные скважины к забоям действующих скважин данного куста и за пределы куста к забоям действующих скважин, расположенных на соседних кустах. При этом исключается образование байпасов и языков обводнения и создаются условия для усиленной закачки воды. Взаимное воздействие всех кустовых (центральных) нагнетательных скважин на окружающие эксплуатационные скважины с учетом сохранения действия законтурных нагнетательных скважин создает условия упругого режима в пласте.

Было также установлено, что с увеличением числа эксплуатационных скважин, т. е. при сгущении сетки их размещения на структуре, коэффициент охвата воздействием в целом еще более возрастает.

В работе не приводятся расчетные данные проекта (давления нагнетания, темпы отбора, сроки разработки, конечные коэффициенты использования запасов и др.). Отметим лишь, что вследствие внедрения метода с большим замедлением и не полностью получаемый эффект от его внедрения оказался намного меньше, чем расчетный.

О ШАХТНОМ МЕТОДЕ РАЗРАБОТКИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИ БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ МОРЯ

В 1955 г. нами¹ совместно с другими специалистами было предложено в связи с повышением глубин моря до 100—150 м и более в направлении на юго-восток от Нефтяных Камней разработку вновь выявленных возможно нефтегазоносных структур вести шахтным методом. В связи с этим проектной конторе Ухтпечернефтекомбината было дано задание на разработку проекта подводных (морских) нефтешахт применительно к указанным выше условиям. В 1957 г. представленный проект в основном был одобрен Техсоветом МНП Азербайджанской ССР и предложено проектировщикам доработать следующие вопросы.

1. Повышение устойчивости подводных сооружений (туннелей, шахтных стволов, галерей, буровых камер, машинных залов) суммарным сминающим давлением от горных пород, толщи воды над ними, волновых нагрузок и др.

2. Герметизация буровых камер и других служебных помещений, а также их автоматическое отключение и полная изоляция от общих туннелей, шахтных стволов и галерей в моменты возникновения внезапных выбросов, пожаров, грифонов и открытых нефтегазопроявлений в процессе бурения, освоения и эксплуатации подземных скважин.

¹ В то время, когда автор был начальником Технического управления, заместителем председателя Техсовета и членом Коллегии Министерства нефтяной промышленности Азербайджанской ССР.

3. Гарантированное обеспечение абсолютной герметичности всех подземных сооружений от проникновения в них морской воды, а также нефти и газа в случаях различных проявлений скважин в процессе бурения, освоения и эксплуатации.

4. Надежная и быстрая эвакуация обслуживающего персонала в безопасное место из буровых камер, насосных и компрессорных, вентиляционных, подземных электроподстанций и других служебных помещений при стихийных и аварийных бедствиях, а также возникновениях грифонов, фонтанов, пожаров, нефтегазопроявлений и т. д.

5. Надежная вентиляция всех подземных сооружений и др.

Однако предпринятая в тот период реорганизация управления промышленностью отодвинула на много лет осуществление в промышленных масштабах этого проекта, представляющего большой научный и технико-экономический интерес.

Дело в том, что дальнейшее развитие бурения и добычи нефти в открытом море в настоящее время ограничивается прочностной характеристикой существующих нефтепромысловых гидротехнических сооружений.

При эстакадном методе разработки морских нефтяных месторождений с бурением кустовых наклоннонаправленных скважин от приэстакадных площадок существующие конструкции эстакад пригодны для глубин моря до 28—30 м. При разработке же морских нефтяных месторождений с отдельных кустовых оснований — площадок — существующие конструкции пригодны для глубин моря 40—60 м, а с применением оснований конструкции С. А. Оруджева 80—100 м.

В то же время глубина моря над выявленными сейсморазведкой перспективными нефтегазовыми структурами вдоль Апшеронского порога доходит до 150—200 м, достигая в юго-западных частях 300—400 м.

Следовательно, работы по поискам нефти и газа в указанных структурах откладываются на многие годы, впредь до создания соответствующих гидротехнических сооружений.

Но даже и при их быстром создании работы по их сооружению в открытом море и последующие работы по бурению, освоению и эксплуатации скважин в условиях большой удаленности от баз (150—200 км) и с учетом, что две трети календарного времени в году на Каспийском море свирепствуют штормы силой более 5—6 баллов, сильно осложняются.

Уже в настоящее время, при значительной обустроенности Нефтяных Камней, о-ва Песчаного, б. Дарвина, о-ва Жилого, Гюргяны-море, их относительно небольшой удаленности от материка и довольно полного освоения эстакадного и (с отдельных оснований) с использованием существующих методов разработки морских нефтяных месторождений, встречаются серьезные затруднения для строителей, буровиков и эксплуатационников, главными из которых являются: зависимость от состояния моря и погоды; огра-

ниченная связь морских промыслов с основными базами; сложность прокладки по дну моря нефтегазопроводов большого диаметра, силовых и световых кабелей и др. Кроме того, эти методы разработки месторождений обладают большими недостатками (высокая металлоемкость гидротехнических сооружений и малый срок их службы — 15—20 лет).

В последнее время взят курс на разбуривание морских нефтегазоносных площадей при помощи плавучих оснований — судов отечественного и зарубежного производства — с организацией морских подводных нефтегазодобывающих промыслов (с расположением оборудования на дне моря). Этот метод применяется и в Мексиканском и Персидском заливах.

При всей заманчивости этого варианта разработки морских нефтяных месторождений (по этому пути в настоящее время пошли мексиканские специалисты) возникает много пока еще не решенных проблем и сложностей, главными из которых являются:

а) предотвращение загрязнения моря нефтью, газобензином, конденсатом и химикатами, содержащимися в отработанных буровых растворах, и их пагубного влияния на воспроизводство рыбьего поголовья (с учетом, что пропуски, разрывы подводных коммуникаций, а также нефтегазопроявления и грифоны пока неизбежны);

б) подготовка специализированных кадров операторов-подводников для работы по обслуживанию подводных нефтегазодобывающих промыслов;

в) транспортировка нефти и газа с подводных промыслов на материк и др.

Исходя из изложенного представляется весьма рациональным внедрение шахтного метода разработки морских нефтяных месторождений на Каспийском море.

Дело в том, что в принципе отечественное метростроение в настоящее время вполне освоило скоростную проходку горизонтальных шахт — туннелей большого диаметра и надежное их крепление от воздействия горного давления пород и от проникновения мощных притоков подземных вод. Глубины залегания отдельных туннелей метро достигают 60—80 м. Следовательно, задача сводится к разработке дополнительных креплений подводных туннелей в условиях моря с учетом горного давления надстилающих пород, давления столба воды над ними, а также герметизации их от прорывов нефти, воды, газа и других проявлений.

Что касается самой технологической схемы морской нефтешахты, то она довольно проста (рис. V.10). Предположим, что основной (магистральный) туннель берет свое начало в районе искусственно засыпанной территории Нефтяных Камней (район паротурбинной электростанции «Чваново»), откуда пассажирские и грузовые вагоны (типа метро или малогабаритные — по узкой колее) вводятся в основной (магистральный) туннель. Последний под дном моря последовательно погружается, проходя под водой при-

мерно на глубине 60—80 м, считая от дна моря. Над предполагаемой газонефтяной структурой основной (магистральный) туннель разветвляется на три-четыре боковых туннеля (в зависимости от

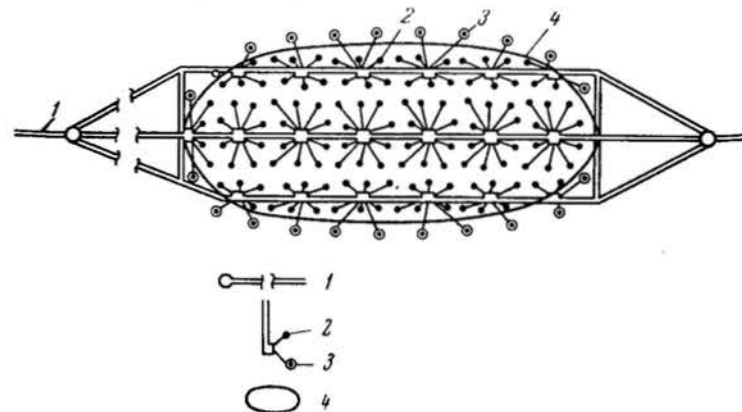


Рис. V.10. Принципиальная схема разработки глубоководных морских месторождений шахтным методом.

1 — магистральный туннель; 2 — буровые камеры; 3 — эксплуатационные скважины; 4 — контур залежи нефти.

ширины залежи), параллельных друг другу. За пределами структуры боковые туннели вновь соединяются в основном (магистральном) туннеле, направленном к следующей структуре.

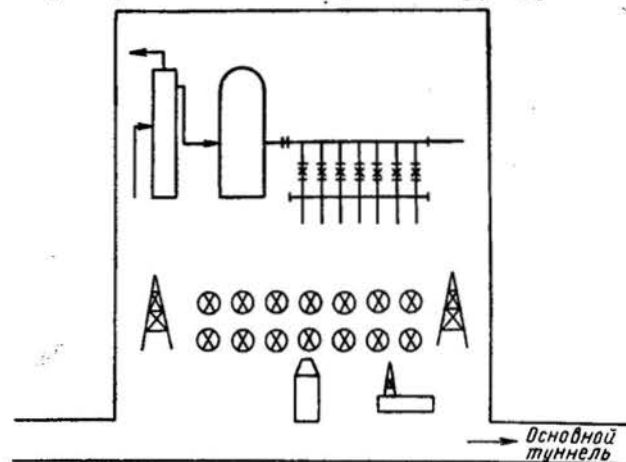


Рис. V.11. Схема расположения оборудования и скважин в буровой (эксплуатационной) камере морской нефтяной шахты.

В ответвлениях от боковых туннелей строго по расчету (см. рис. V.10) сооружаются буровые камеры (рис. V.11) длиной 50—60, шириной 40—50 и высотой 50—60 м.

В буровых камерах, как и на кустовой площадке (при эстакадном методе разработки морских нефтяных месторождений), размещаются две буровые установки, которые, направляясь друг другу навстречу, бурят два ряда наклоннонаправленных эксплуатационных скважин. Согласно геолого-технологическому проекту разработки месторождения, забои этих скважин отклоняются так, чтобы равномерной сеткой покрыть всю площадь залежи (залежей). После окончания бурения всех запланированных (18—24) скважин приступают к их освоению и вводу в эксплуатацию одновременно. При этом буровое оборудование демонтируется и переносится в новую буровую камеру, а для нужд освоения и ремонта законченных бурением скважин остается агрегат «Бакинец»-2М, или АК-50, промысловый агрегат «Азинмаш»-32 и агрегат ЦА-320 или ЦА-400. К моменту освоения скважин в буровых камерах монтируется групповая установка для приема и замера продукции скважин.

В примыкающих к буровым камерам специальных и строго герметизированных отсеках-камерах оборудуются служебные помещения и комнаты отдыха для обслуживающего персонала данного подводного куста скважин (бригады участка по добыче нефти), при автоматическом управлении подводными скважинами с наземных диспетчерских пунктов надобность в этих отсеках-камерах отпадает.

Следует заметить, что буровые камеры имеют универсальное назначение, так как в них кроме бурящихся, эксплуатационных и нагнетательных скважин могут быть размещены нефтесборные пункты, водоочистные установки, насосные и компрессорные станции, электроподстанции, тяговые подстанции и прочие нефтепромысловые сооружения.

Что касается магистральных и боковых туннелей, то они служат не только для перевозок обслуживающего персонала, грузов и оборудования. В определенном порядке по ним укладываются нефтепроводы, газопроводы, силовые и световые кабели, кабели связи и воздухопроводы для ввода свежего и отвода отработанного воздуха.

Не меньший интерес с точки зрения внедрения шахтного метода разработки морских нефтяных месторождений представляют вскрытые сейсморазведкой и залегающие на небольших глубинах моря (50—60—80 м) структуры в Кобыстано-Куринском архипелаге: им. М. Азизбекова, им. Басина, им. Везирова, им. Абиha, им. Голубятникова, им. Малыгина, им. Солнцева и др.

С учетом изложенных недостатков эстакадного (с отдельных кустовых оснований) и подводного (с бурением скважин с плавучих оснований — судов) методов разработки морских нефтяных месторождений преимущества шахтного метода разработки их несомненны. Следует иметь в виду, что в мировой практике и у нас в стране известны примеры прокладки подземных и подводных

туннелей большой длины и большого диаметра (туннель Кале-Дувр через пролив Ла-Манш протяженностью 52 км, в том числе 37 км под дном моря на глубинах до 35 м от дна; туннель Мон-Блан через Альпы протяженностью 11,5 км; туннели Ниагарской ГЭС протяженностью по 9 км; туннель на Ингурской ГЭС протяженностью 16 км; туннель на Нурекской ГЭС и др.).

О РАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ДВУХ-ТРЕХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

В главе V отмечалось, что сроки разработки морских нефтяных месторождений находятся в зависимости от сроков службы гидротехнических сооружений (эстакад, приэстакадных площадок, отдельных металлических оснований).

Одним из путей сокращения сроков разработки является совместная эксплуатация двух-трех пластов одной скважиной. В главе I указывалось, что месторождение о-ва Песчаный-море является многопластовым (18 объектов самостоятельной разработки) и месторождение Сангачалы-Булла-Дуваный-море в пределах разведанных к настоящему времени площадей содержат восемьдесят объектов самостоятельной разработки. Естественно, что при существующих методах разработки и способах эксплуатации скважин для полной доработки указанных месторождений даже при полном усовершенствовании методов защиты металлоконструкций от коррозии потребуется дважды обновить подводные части (сваи) эстакад, приэстакадных площадок и отдельных оснований, особенно в пределах зоны «периодического смачивания» свай волной и окисления ее кислородом воздуха.

Учитывая эти соображения, метод совместной эксплуатации двух-трех пластов одной скважиной на морских месторождениях может дать большой технико-экономический эффект.

Известно, что проводка одной скважины на площади о-ва Песчаного обходится в среднем в 300 тыс. руб., а на площади Сангачалы-Булла-Дуваный-море в 800 тыс. руб. Предположим, что одной скважиной будет эксплуатироваться только два пласта. Тогда не только существенно сократятся сроки разработки залежи, но и понадобится бурить почти в 2 раза меньше эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных и пьезометрических скважин. Следовательно, примерно вдвое сократятся затраты на добычу нефти и газа, не считая еще удельных затрат на строительство эстакад, приэстакадных площадок и отдельных оснований.

Совместная эксплуатация двух пластов одной скважиной в виде опыта осуществляется в скв. 203, 325, 335 площади о-ва Песчаный-море (НПУ им. Серебровского) и была предпринята (но не увенчалась успехом) в скв. 35 площади Сангачалы-море (НПУ им. Нариманова). Широко применяется этот метод на Нефтяных Камнях (54 скважины) и в НПУ Ширваннефть (18 скважин).

Думается, что с усовершенствованием конструкции пакеров и способов выноса песка при совместной эксплуатации двух пластов одной скважиной этот метод разработки многопластовых морских нефтяных месторождений найдет широкое применение на практике.

Схемы раздельно-совместной эксплуатации двух-трех пластов одной скважиной и конструкции наземного и подземного оборудования широко описаны в технической литературе [109, 111]. Поэтому на их описании не останавливаемся.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агаев Ф. Т., Виноградов К. В. К вопросу определения забойного давления в газоконденсатных скважинах. Азерб. нефт. хоз., № 6, 1960.
2. Агаев Ф. Т., Виноградов К. В. Об определении забойного давления в газоконденсатных скважинах. АЗИНТИ, вып. IV, Баку, 1961.
3. Адонин А. Н. О рациональных методах откачки нефти из «песочных» скважин. Азерб. нефт. хоз., № 4, 1952.
4. Аксельрод С. М., Альтшель С. А. Радиоактивные методы контроля качества цементировки нефтяных скважин. Азерб. нефт. хоз., № 1, 1956.
5. Аливердизаде К. С. Вопросы механики и техники длинноходового режима откачки. Азернефтнешр, Баку, 1958.
6. Аливердизаде К. С. и др. Расчет и конструирование оборудования для эксплуатации нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1959.
7. Алиев М. А. и др. Утечка вязкопластичной жидкости через зазор пары плунжер-цилиндр глубинного насоса. Азерб. нефт. хоз., № 7, 1964.
8. Алиев Ш. Н. Развитие насосной эксплуатации на больших глубинах. Азерб. нефт. хоз., № 11, 1949.
9. Алибеков Б. И. Техника и технология эксплуатации залежей нефти с низким пластовым давлением и интенсивным пескопроявлением. Азерб. нефт. хоз., Баку, 1962.
10. Ализаде А. А. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Изд-во «Недра», 1966.
11. Альтшель С. А. О производстве электрометрических работ в сверхглубоких скважинах. Азерб. нефт. хоз., № 2, 1953.
12. Амиров А. Д. О фонтанной арматуре для сверхглубоких скважин. Азерб. нефт. хоз., № 9, 1950.
13. Амиров А. Д. Борьба с образованием металлических пробок в компрессорных скважинах. Гостоптехиздат, 1951.
14. Амиров А. Д. Депарафинизация нефтяных скважин. Азнефтеиздат, 1953.
15. Амиров А. Д. Освоение сильнопесочных скважин методом подлива (опыт треста Орджоникидзенефть). Азнефтеиздат, 1952.
16. Амиров А. Д. Вопросы эксплуатации сверхглубоких скважин. Азерб. нефт. хоз., Баку, 1959.
17. Амиров А. Д. Добыча нефти. Азерб. нефт. хоз., Баку, 1963.
18. Амиров А. Д. О заилинии и перекрытии фильтра при совместной

эксплуатации в одной скважине нескольких пластов. Азерб. нефт. хоз., № 5, 1959.

19. Амиров А. Д. Состояние работ по гидравлическому разрыву пластов на промыслах Азербайджана. Нефт. хоз., № 9, 1959.

20. Амиров А. Д. Освоение и эксплуатация сверхглубоких скважин. Азнефтеиздат, 1955.

21. Амиров А. Д. Дифференциальная муфта. Азерб. нефт. хоз., № 2, 3, 1946.

22. Амиров А. Д. Вопросы техники и технологии добычи нефти из сверхглубоких скважин. Бюллетень ГНТК СМ Азерб. ССР, № 8, Баку, 1959.

23. Амиров А. Д. Современные проблемы нефтяного машиностроения. Бюллетень ГНТК СМ Азерб. ССР, № 6, Баку, 1960.

24. Амиров А. Д. и др. Состояние и перспективы работ по автоматизации процессов нефтедобычи на промыслах Азербайджана. Азерб. нефт. хоз., № 12, 1959.

25. Амиров А. Д. и др. Некоторые вопросы теории и практики применения насосов с гидрозатвором. Труды АЗИНХ им. М. Азизбекова, Баку, 1967.

26. Амиров А. Д., Гукасов Н. А., Касимов А. Ф. Об объеме песка в фонтанирующей скважине. Изв. вузов. Серия «Нефть и газ», № 8, Баку, 1959.

27. Амиров А. Д., Гукасов Н. А., Касимов А. Ф. Об оседании песка при остановке фонтанирующей скважины. Изв. вузов. Серия «Нефть и газ», № 11, Баку, 1959.

28. Амиров А. Д. и др. О теоретических и практических основах применения глубинного насоса с гидрозатворами. Азерб. нефт. хоз., № 8, 1965.

29. Амиров А. Д. и др. Расчет и подбор конструкции лифта при различных режимах работы нефтяных скважин. Отчет по теме № 238—59. Фонды АЗНИИ НД, Баку, 1959.

30. Амиров А. Д., Козлов В. С. Оператор нефтедобычи. Азнефтеиздат, 1957.

31. Амиров А. Д., Матыс А. Н., Кабулов Г. А. Освоение сверхглубокой разведочной скв. 8 на площади Зыря. Азерб. нефт. хоз., № 2, 1959.

32. Амиров А. Д. и др. Рационализация фонтанного способа добычи нефти на промыслах МНП Азерб. ССР. Отчет по теме № 153. Фонды АЗНИИ НД, Баку, 1958.

33. Амиров А. Д., Овнатанов С. Т. Мастер по добыче нефти фонтанно-компрессорного участка. Азнефтеиздат, 1951.

34. Амиров А. Д., Овнатанов С. Т. Закрытие посторонних вод в сверхглубоких скважинах. Нефт. хоз., № 7, 1953.

35. Амиров А. Д., Овнатанов С. Т., Саркисов И. Б. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. Азнефтеиздат, 1953.

36. Амиров А. Д. и др. Схема разработки IX и X горизонтов балаханской свиты месторождения о. Песчаный. Фонды НПУ Орджоникидзе нефть, Баку, 1962.

37. Амирян В. А. Освоение, эксплуатация и ремонт фонтанных скважин. Гостоптехиздат, 1955.

38. Амирян В. А. Повышение производительности скважин. Гостоптехиздат, 1964.

39. Бабаев М. Б., Дурмишьян А. Г., Рустамов М. С. Газоконденсатное месторождение Карадаг. Азербнефтнешр, Баку, 1958.

40. Бабалян Г. А., Амиров А. Д., Шахназаров А. А. О методах плавного запуска компрессорной и фонтанной скважин с непрерывной подкачкой. Азерб. нефт. хоз., № 4, 1952.

41. Багдасаров В. Г. Теория, расчет и практика эргазлифта. Гостоптехиздат, 1947.

42. Багдасаров В. Г. Расчет забойного давления скважин газоконденсатных месторождений. Азерб. нефт. хоз., № 12, 1958.

43. Байбаков Н. К. и др. Бурение и эксплуатация газоконденсатных скважин (опыт работы в Краснодарском крае). Изд-во «Недра», 1965.

44. Баренблатт Г. И. и др. Об определении параметров нефтяного пласта по данным о восстановлении давления в остановленных скважинах. Изв. АН СССР. Отд. техн. наук, № 11, 1957.

45. Богданов А. А. Погружные центробежные электронасосы. Гостоптехиздат, 1957.

46. Буряковский Л. А., Гаджиев Б. А. О подземном (шахтном) и подводном методе разработки морских нефтяных месторождений. Азербнешр, Баку, 1965.

47. Великовский А. С., Юшкин В. В. Газоконденсатные месторождения. ГосИНТИ, Москва, 1959.

48. Верхнемеловые отложения восточного предкавказья в связи с проблемой большой мезозойской нефти (составитель А. Д. Везирова). ВНИИОЭНГ, Москва, 1966.

49. Виноградов К. В., Агаев Ф. Т., Асадуллаев Н. М. К вопросу об определении забойного давления в газоконденсатных скважинах. Азерб. нефт. хоз., № 12, 1959.

50. Временная инструкция по вскрытию нефтяных пластов и промывке песчаных пробок с применением аэрированной жидкости с добавками поверхностно-активных веществ. ИГиРГИ, Москва, 1962.

51. Временные правила по бурению глубоких нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях. АЗИНТИ, Баку, 1963.

52. Временные правила технической эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. МНП СССР. Гостоптехиздат, 1955.

53. Газиев Г. Н. Расчеты в нефтедобыче. Азнефтеиздат, 1948.

54. Галонский П. П. Борьба с парафином при добыче нефти. Теория и практика. Гостоптехиздат, 1955.

55. Грощтейн С. Р. Влияние перекрытия фильтра на производительность скважин. Азерб. нефт. хоз., № 12, Баку, 1958.

56. Грузинов Я. А. Методика расчета штанговых колонн на выносливость. Азербнешр, Баку, 1965.

57. Дрэготеску Н. Д. Глубиннонасосная добыча нефти. Изд-во «Недра», 1966.

58. Дурмишьян А. Г. Вопросы геологии, разведки и разработки газоконденсатного месторождения Карадаг. Азербнефтнешр, Баку, 1960.

59. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения Азербайджана, Азербнешр, Баку, 1967.

60. Закиров Г. З., Яблонский В. С. Некоторые вопросы теории

движения разделителей при последовательной перекачке нефтепродуктов. Серия «Нефть и газ», № 3, 1961.

61. Зегжида А. П. Падение зерен песка и гравия в стоячей воде. Изв. НИИГ АН СССР, т. XII, Москва, 1934.

62. Ибатулова Н. К. Об одном способе увеличения приемистости нагнетательных скважин. Азерб. нефт. хоз., № 8, 1967.

63. Караев А. К. Разработка и совершенствование конструкций технологии бурения и строительства глубоких нефтяных и газовых скважин на Северном Кавказе. Доклад на соискание ученой степени. Фонды АЗИНХ им. Азизбекова, Баку, 1966.

64. Караев С. К., Симонян А. А. Совершенствование технологии бурения глубоких разведочных скважин. Изд-во «Недра», 1967.

65. Карапетов К. А., Балакирев Ю. А., Кроль В. С. Рациональная эксплуатация малодобитных нефтяных скважин. Изд-во «Недра», 1966.

66. Карапетов К. А., Дурмишьян А. Г. Борьба с песком в нефтяных скважинах. Гостоптехиздат, 1958.

67. Котяхов Ф. И. Условия выноса песка при эксплуатации нефтяных скважин. Грозн. обл. изд-во, Грозный, 1946.

68. Круман Б. Б. К вопросу расчета насосных штанг. Нефтяник, № 12, 1957.

69. Крылов А. П. и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1948.

70. Крылов А. П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1962.

71. Ланцевичкая С. Л. Тампонажные цементы для крепления глубоких скважин. Азербешр, Баку, 1959.

72. Лисикян К. А., Джабаров Г. Г. Глубинный насос для больших глубин подвески. АЗНТО НГП. Сборник по глубинным насосам БГН. АЗНИИ, НД, Азнефтеиздат, 1963.

73. Мамедов Ш. Н. Основы выбора систем подземной разработки рудных месторождений. Изд-во АН Азерб. ССР, 1964.

74. Мамедов Ш. Н. Системы разработки с естественным поддержанием выработанного пространства. Баку, изд-во АН АзербССР, 1966.

75. Мелик-Асланов Л. С., Сидоров С. А. Гидропескоструйный метод перфорации скважин и вскрытия пласта. Азербешр, 1964.

76. Меликбеков А. С. Методы воздействия на призабойную зону нефтяных и газовых скважин. Азнефтеиздат, 1963.

77. Мехтиев Ш. Ф. и др. Тепловой режим нефтяных и газовых месторождений. Азербешр, Баку, 1960.

78. Минц Д. М., Шуберт С. А. Гидравлика зернистых материалов. Изд-во МКХ РСФСР, 1955.

79. Мирзаджанзаде А. Х. Вопросы гидродинамики вязко-пластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче. Азербешр, Баку, 1955.

80. Мирзаджанзаде А. Х., Бабич Ю. А., Шапиро Б. А. Влияние заиливания фильтра на дебит скважины. Азерб. нефт. хоз., № 9, 1957.

81. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Разработка газоконденсатных месторождений. Изд-во «Недра», 1967.

82. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений. Гостоптехиздат, 1962.

83. Муравьев И. М., Крылов А. П. Эксплуатация нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1949.

84. Муравьев И. М., Мищенко И. Т. Насосная эксплуатация скважин за рубежом. Изд-во «Недра», 1967.

85. Мусаев И. М., Амиров А. Д. Некоторые вопросы освоения и эксплуатации сверхглубоких фонтанных скважин. Азерб. нефт. хоз., № 3, 1958.

86. Новые машины и механизмы для бурения нефтяных и газовых скважин. ГосИНТИ, Москва, 1958.

87. Овнатанов Г. Т. Глубинные штуцеры. Азнефтеиздат, 1944.

88. Овнатанов Г. Т. Вскрытие пласта и освоение скважин. Гостоптехиздат, 1959.

89. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. Изд-во «Недра», 1964.

90. Овнатанов С. Т. Исследование компрессорных скважин на промысле 5 треста Орджоникидзенефть. Азерб. нефт. хоз. № 10—11, 1939.

91. Овнатанов С. Т. Форсированный отбор жидкости из сильнообводненных пластов и скважин. Азнефтеиздат, 1954.

92. Овнатанов С. Т. Геологические особенности нефтяных залежей Бина-Гоусанской тектонической впадины. Труды института геологии АН Азерб. ССР, Баку, 1960.

93. Овнатанов С. Т. Геология и нефтегазоносность Фатмаи-Зыхской антиклинальной зоны Апшеронского полуострова. Азербешр, Баку, 1962.

94. Опыт борьбы с отложением парафина. Сборник тематических научно-технических обзоров ВНИИОЭНГ. Москва, 1967.

95. Оруджев С. А. Освоение глубоких скважин азрацией. Азнефтеиздат, 1943.

96. Павлов П. П. Применение поверхностно-активных веществ при промывке песчаных пробок. Азерб. нефт. хоз., № 1, 1956.

97. Пирвердян А. М., Дурмишьян А. Г., Черноморди-ков М. З. К разработке газоконденсатных месторождений Азербайджана. Азерб. нефт. хоз., № 11, 12, 1961.

98. Покровский К. В., Колманян С. Р., Данилов А. С. Пример исчисления запасов газоконденсатных месторождений. Изв. вузов. Серия «Нефть и газ», № 12, Баку, 1960.

99. Прок И. Ю. Применение азрированной жидкости. Азерб. нефт. хоз., № 4, 5, 1939.

100. Прок И. Ю. Определение глубины погружения компрессорных труб при пуске скважины. Азгостоптехиздат, 1942.

101. Рзаев А. С. и др. Опыт спуска обсадной колонны диаметром 299 мм на глубину 3300 м. Азерб. нефт. хоз., № 9, 10, 1966.

102. Рустамов М. С. Некоторые вопросы применения подлива жидкости в «песчаные» скважины. Азерб. нефт. хоз., № 4, 1957.

103. Рустамов Э. М. Глубинные штанговые насосы для эксплуатации нефтяных скважин. АЗИНТИ, Баку, 1960.

104. Рустамов Э. М., Амиров А. Д. Подбор подъемных труб при компрессорной эксплуатации. Азнефтеиздат, 1952.

105. Сборник временных таблиц и номограмм для определения рациональных конструкций штанговых колонн при различных глубинах спуска насоса. Фонды АзНИИ НД, Баку, 1961.

106. Сборник «Нефтепромысловое дело». ВНИИОЭНГ, № 1—9, Москва, 1967.

107. Серавкин Б. П. Снижение гидравлических потерь путем превращения ньютоновской жидкости в неньютоновскую. Нефт, хоз., № 12, 1965.

108. Сулейманов А. Б. Технология и техника эксплуатации скважин малого диаметра. Азернефтнешр, Баку, 1960.

109. Сулейманов А. Б. Разработка нефтяных месторождений скважинами малого диаметра. Азернешр, Баку, 1965.

110. Сулейманов А. Б. Борьба с открытыми фонтанами при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Доклад на Всесоюзной научно-технической конференции по вопросам пожарной безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Фонды Техсовета МНДП Азерб. ССР, Баку, 1967.

111. Фаниев Р. Д. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1958.

112. Фаерман И. Л. Штанги для глубинных насосов. Азнефтеиздат, 1955.

113. Шахназаров М. Х. Теория и практика эксплуатации конденсатных месторождений. Азнефтеиздат, 1944.

114. Шахназаров М. Х. Разработка и эксплуатация газоконденсатных месторождений. Фонды АзНТО НГП, АзНИИ им. Азизбекова и МНП Азерб. ССР, Баку, 1956.

115. Шейнман А. Б., Сергеев А. И., Малофеев Г. Б. Электротепловая обработка призабойной зоны нефтяных скважин. Гостоптехиздат, Москва, 1962.

116. Щелкачев В. Н. Анализ длительной массовой остановки скважин и обоснование рациональности форсированного отбора жидкости из сильно обводнившихся скважин. Труды ГНИ и ГрозНИИ, вып. III, Грозный, 1945.

117. Щелкачев В. Н. Форсированный отбор жидкости как метод интенсификации добычи нефти. Гостоптехиздат, 1946.

118. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. Гостоптехиздат, 1959.

119. Ярославская Ф. Л., Маркарян В. А. Манифольд (обвязка) превентерной установки на рабочее давление 500 кг/см². Сборник «Машины и нефтяное оборудование». ВНИИОЭНГ, № 2, Москва, 1967.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава I. Геологические особенности глубокозалегающих пластов	5
Нефтегазоносные области Апшеронского полуострова	5
Нефтегазоносные области Северного Кавказа	21
О перспективе нефтегазоносности мезозойских и кайнозойских отложений в пределах Азербайджанской ССР	25
Глава II. Оборудование глубоких и сверхглубоких скважин	27
Наземное оборудование	27
Подземное оборудование глубоких скважин	52
Технологическая разработка параметров оборудования для бурения и эксплуатации глубоких скважин	75
Глава III. Технология вскрытия глубокозалегающих пластов с повышенным давлением	80
Выбор и рецептура промывочной жидкости	82
Расположение колонны в стволе скважины	93
Конструкция забоя (низа эксплуатационных колонн)	94
Цементирование глубоких скважин	101
Методы вскрытия пластов в глубоких скважинах	107
Осложнения в процессе проводки глубоких скважин и их предупреждение	115
Глава IV. Освоение скважин и налаживание их эксплуатации	120
Возбуждение скважин аэрацией	123
Глубиннонасосная эксплуатация глубоких скважин за рубежом	144
Практика освоения и эксплуатации глубоких скважин на площадях Азербайджана	147
Техника и технология добычи нефти из глубоких скважин в социалистических странах	162
Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) для обработки пласта	163
Рекомендации по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации глубоких скважин	169

Глава V. Некоторые вопросы разработки глубокозалегающих нефтегазовых месторождений	174
О специфических особенностях газоконденсатных месторождений	175
Вопросы рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений	177
Разработка газовой залежи Глубокий Ляк (Франция)	184
Об одной закономерности в изменчивости коллекторских свойств глубокозалегающих пластов	193
Пути усовершенствования эксплуатации глубокозалегающих пластов изменением гидравлической характеристики флюида	198
О разработке глубокозалегающих морских нефтяных месторождений с центральной (кустовой) закачкой воды	204
О шахтном методе разработки глубокозалегающих морских месторождений при больших глубинах моря	208
О разработке морских нефтяных месторождений совместной эксплуатацией двух-трех пластов одной скважиной	213
Литература	215

Али Джабарович Амиров

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН**

Редактор издательства *В. И. Евстафьева*
Техн. редактор *В. В. Соколова*
Корректор *А. П. Стальнова*

Сдано в набор 5/VIII 1969 г. Подписано в печать 9/XII 1969 г. Т-16575. Формат 60×90^{1/16}. Печ. л. 14,0. Уч.-изд. л. 14,51. Бумага № 2. Индекс 1-3-1. Заказ 609/972-6. Тираж 4100 экз. Цена 91 коп.

Издательство «Недра».
Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.
Ленинградская типография № 8
Главполиграфпрома Комитета по печати
при Совете Министров СССР
Ленинград. Прачечный пер., д. № 6.