

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ
УНИВЕРСИТЕТ « ХАЗАР »**

ФАКУЛЬТЕТ ИНЖЕНЕРИИ И ПРИКЛАДНЫХ НАУК

ТЕЗИСНАЯ РАБОТА

**Тема: ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ
СКВАЖИН**

Студент:

Гурбанов Руфат Бахрам оглы

Научный руководитель,

д.т.н., профессор

Мамедзаде Ариф Микайыл оглы

Баку-2000

THE ABSTRACT

The present activity is dedicated to increase of efficiency and reliability of activity gaslifting of wells of the State Oil Company of the Azerbaijan Republic.

Now, only on fields of a production Association till Crude oil productions and Gas by the sea the compressor way envelops 769 wells (46,3 %). Besides for implementation of a compressorless way of exploitation there are large resources of a high pressure gas on gas condensate fields, that will allow to increase quantities gaslifting of wells. By it also is determined to actual of a subject of the given activity.

Object of research of activity are marine gaslifting of well.

In activity the urgency of a subject is justified and the brief review (view) of research works in the given area is made, the outcomes of the solution of some problems from the indicated complex permitted to increase efficiency and reliability газлифтной of exploitation and received a broad intrusion to scale of all gas and oil producing branch of the State oil company of republic are adduced.

In the concluding the main conclusions and the guidelines on usage results, obtained in the given activity are adduced.

The results of activity can be utilised on Gas and oil producing firms and research institutes of the State Oil Company of the Azerbaijan Republic.



РЕФЕРАТ

Настоящая работа посвящена повышению эффективности и надежности работы газлифтных скважин Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики.

В настоящее время, только на месторождениях Производственного Объединения по Добычи Нефти и Газа на море компрессорным способом охвачено 769 скважин (46,3%). Кроме того, для осуществления бескомпрессорного способа эксплуатации имеются большие ресурсы газа высокого давления на газоконденсатных месторождениях, что позволит увеличить количества газлифтных скважин. Этим и определяется актуальность темы данной работы.

Объектом исследования работы являются морские газлифтные скважины.

В работе обоснована актуальность темы и сделан краткий обзор научно-исследовательских работ в данной области, приведены результаты решения некоторых задач из указанного комплекса, позволивших повысить эффективность и надежность газлифтной эксплуатации и получивших широкое внедрение в масштабе всей нефтегазодобывающей отрасли Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики.

В заключении приведены основные выводы и рекомендации по использованию результатов, полученных в данной работе.

Результаты работы могут быть использованы на нефтегазодобывающих предприятиях и научно-исследовательских институтах Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	6
1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПРИЧИН НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	15
2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	24
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НАДЕЖНОСТИ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ	55
4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ГАЗЛИФТНОЙ СИСТЕМЫ	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	66

ВВЕДЕНИЕ

В начальный период разработки глубокозалегающих нефтегазовых месторождений Каспийского моря, скважины обычно эксплуатируются фонтанным способом с высокими устьевыми давлениями, обеспечивающими освоение, эксплуатацию и транспорт продукции скважин за счет избыточной энергии в пласте. В процессе разработке месторождения, в зависимости от стадии разработки, соответственно, менялись условия работы добывающих скважин.

Истощение пластовой энергии при интенсивной разработке, уменьшение дебитов скважин, прекращение фонтанирования, запаздывание с искусственным воздействием на залежи, большая раздробленность месторождений, перевод их на дорогостоящую механизированную добычу, удлинение сроков разработки, уменьшение нефтеотдачи пластов, что, в конечном итоге, привело к увеличению себестоимости добычи нефти и газа (1979 г.) на всех месторождениях Каспийского шельфа.

На сегодняшний день из-за простоты обслуживания, компактности, технической оснащенности, экологической приемлемости компрессорным способом эксплуатации охвачены, в основном, все нефтяные месторождения, расположенные в Азербайджанском секторе Каспийского моря. На месторождении "Нефтяные камни" газлифтным способом охвачены 88% эксплуатационного фонда. Газ подается с компрессорных станций, оборудованных дожимными машинами типа 10ГКН при давлении 3,0 МПа и среднесуточной выработкой 950 тыс.м³ газа. Среднесуточная добыча нефти осуществляется с полужакрытым циклом добычи попутного газа (часть газа из-за низкого давления теряется). Удельный расход газа на 1 т. нефти на 1998 год составил 621 м³/т.

На месторождении "Гум-дениз" газлифтным способом охвачено 60,1% эксплуатационного фонда. Газ подается с 2-х компрессорных станций, оборудованных дожимными машинами типа 10ГКН при давлении 5,0 МПа при среднесуточной выработке 880 тыс.м³. Среднесуточная добыча нефти

осуществляется с закрытым циклом добычи попутного газа. Удельный расход газа на 1 т. нефти на 1998 год составил 6465 м³/т.

На месторождении "Зых" и "Говсаны" газлифтным способом охвачено 100% эксплуатационного фонда. Газ подается с компрессорной станции (7/14), оборудованных дожимными машинами типа 2СГ-50 при давлении 6,5 МПа при среднесуточной выработке 250 тыс.м³. Среднесуточная добыча нефти осуществляется в закрытом цикле с полной утилизацией добычи попутного газа.

Месторождение "Сангачалы-Дуваный-дениз о. Булла", нефтяные залежи которых эксплуатируются газлифтным способом 87,5% и газ подается с компрессорных станций, оборудованных дожимными машинами типа 10 ГКН при давлении 7,0 МПа при среднесуточной выработке 950 тыс.м³. Среднесуточная добыча нефти осуществляется с закрытым циклом с полной утилизацией добываемого попутного газа. Удельный расход газа на 1 т. нефти за 1998 год составил 2393 м³/т.

На месторождении "Пир-аллахи" используются глубинно-насосный и эрлифтный способы эксплуатации. Эрлифтным способом эксплуатации охвачено 5,4% фонда скважин. Воздух подается с компрессорных станций, оборудованных дожимными машинами типа 2СГ-50, который подается при давлении 5,0 МПа. Среднесуточная добыча нефти составляет 17 т. Удельный расход газа на 1 т. нефти за 1998 год составил 866 м³/т.

По итогам 1998-го года на месторождениях Производственного Объединения по Добычи Нефти и Газу в Море компрессорным способом было охвачено 769 скважин (46,3%). Выработка сжатого газа составила более 2750 тыс.м³/сут. Кроме того, для бескомпрессорного способа эксплуатации было использовано 1600 тыс.м³ газа высокого давления из газоконденсатных залежей, что позволило добыть более 7700 т/сут жидкости, в том числе более 3526 т/сут нефти.

Наличие газоконденсатных залежей на месторождении Каспийского шельфа на протяжении нескольких десятилетий позволило осуществить на этих

и близ расположенных месторождениях бескомпрессорный газлифтный способ эксплуатации скважин ("Бахар", "28 Мая", "8 Марта"). Бескомпрессорный газлифт на этих месторождениях в основном осуществляется по двум системам:

- единой системой газа высокого давления для всего месторождения;
- донорской системой газа высокого давления для отдельных скважин на МСП.

Таблица 1

*Выработка сжатого газа на компрессорных станциях НГДУ
Производственного Объединения по Добычи Нефти и Газу в Море*

НГДУ	Компрессор- ные скважины		Годовой объем выработки газа млн.м3		Добыча		Удельный расход	
	Коли- чество	В % от общего фонда	Из КС	Беском- прессор- ный	Нефти тыс.т	Жидкости тыс. м3	На 1 т. нефти	На 1 т. Жид- кости
Нефтяные камни	418	88,0	336,7	-	541,5	1063,6	621	316
28 Мая	50	26,7	-	51,8	350,6	464,8	147	111
Абшероннефть эрлифт	15	5,4	5,3	-	6,1	18,2	866	291
Газлифт	19		-	4,4	6,5	10,0	695	437
Гум адасы	86	60,1	321,3	233,9	85,9	863,5	6465	643
Нариманов	168	87,5	340,9	260,4	251,1	394,9	2393	1522
Булла-море	13	33,3	-	31,3	45,5	-	753	-
Итого	769	46,3	1004,2*	581,8	1287,2	2815,0	1232	563

*вместе с воздухом.

Многолетний опыт эксплуатации газлифтных скважин показал, что высокая эффективность и надежность указанного способа обеспечивается наличием следующих факторов:

- достаточный приток газожидкостной смеси к эксплуатационной скважине;

обеспечения равномерного, непрерывного и однородного потока газожидкостной смеси от башмака до устья скважины;

- надежности и достаточной эффективности работы внутрискважинного и наземного оборудования: лифтового подъемника, специальных устройств, компрессорного оборудования и их составных частей.

В то же время, существующие условия эксплуатации на морских нефтегазодобывающих предприятиях Республики накладывают характерный отпечаток на показатели добычи при данном способе и снижающие его эффективность. Из объективных причин, в первую очередь, необходимо отметить частые снижение потока продукции к эксплуатационной скважине и запесочивание нижней части лифтовой колонны, обводнение пласта, наличие искривления и небольшой диаметр эксплуатационных колонн.

Одним из важных факторов при выборе внутрискважинного оборудования, наряду с давлением, являлась конструкция скважин и ее глубина. Освоение больших глубин Каспийского моря, открытие новых месторождений на больших глубинах (от 5 тыс. до 6,5 тыс.м.) требовало особого подхода к расчету подвески насосно-компрессорных труб, обоснованию скоростей при спускоподъемных операциях, а также методов смены глинистого раствора на воду, освоение и способов эксплуатации скважин.

По мере разведочного бурения для каждого месторождения, в зависимости от глубины продуктивного горизонта (базисного), вырабатывалась своя конструкция. Так для месторождения "Бахар" используются два вида конструкций: сложная для глубин до 5600 м и нормальная до 4800 м (рис.1). На месторождении "Гум-дениз" так же применяется два вида конструкций скважин (рис.2). На месторождениях "Нефтяные Камни", "Гюнешли", "Сангачалы-Дуванный-дениз о.Булла" 1 вид конструкции (рис.3, 4).

Одной из основных причин, снижающих эффективность газлифтного способа, являются некоторые особенности, связанные с режимом движения

газожидкостной смеси от башмака к устью, его составом и структурой, которые непосредственно влияют на значение КПД подъемника и с учетом данных условий формируют режимные параметры эксплуатации конкретной скважины и продуктивного горизонта.

Подробное глубокое исследование и анализ региональных, климатических, эксплуатационных и режимных факторов, непосредственно влияющих на эффективность газлифтного способа добычи нефти и газа показал, что указанное зависит от комплексного решения данной проблемы, предопределяющее системный подход с учетом наличия задач как технологического, так и технического характера.

Таким образом, проблема повышения эффективности и надежности газлифтного способа эксплуатации заключается в постановке и решении следующего комплекса технологических и технических задач:

- исследование и анализ структуры и характера продуктивных горизонтов, эксплуатируемых данным способом;

- расчет оптимального количества и характеристик нагнетательных скважин, обеспечивающих необходимый приток углеводородов;

- анализ причин низкой эффективности работы лифтового подъемника, внутрискважинных устройств и компрессорного хозяйства;

- разработкой технологических и технических новшеств и мероприятий по повышению эффективности эксплуатации, безотказности и долговечности всего комплекса газлифтного оборудования и его составных частей.

В настоящей работе приведены результаты решения некоторых задач из указанного комплекса, позволивших повысить эффективность и надежность газлифтной эксплуатации и получивших широкое внедрение в масштабе всей нефтегазодобывающей отрасли Государственной нефтяной компании республики.

Месторождение «Бахар». Конструкция скв. верхнего и нижнего отдела ПТ

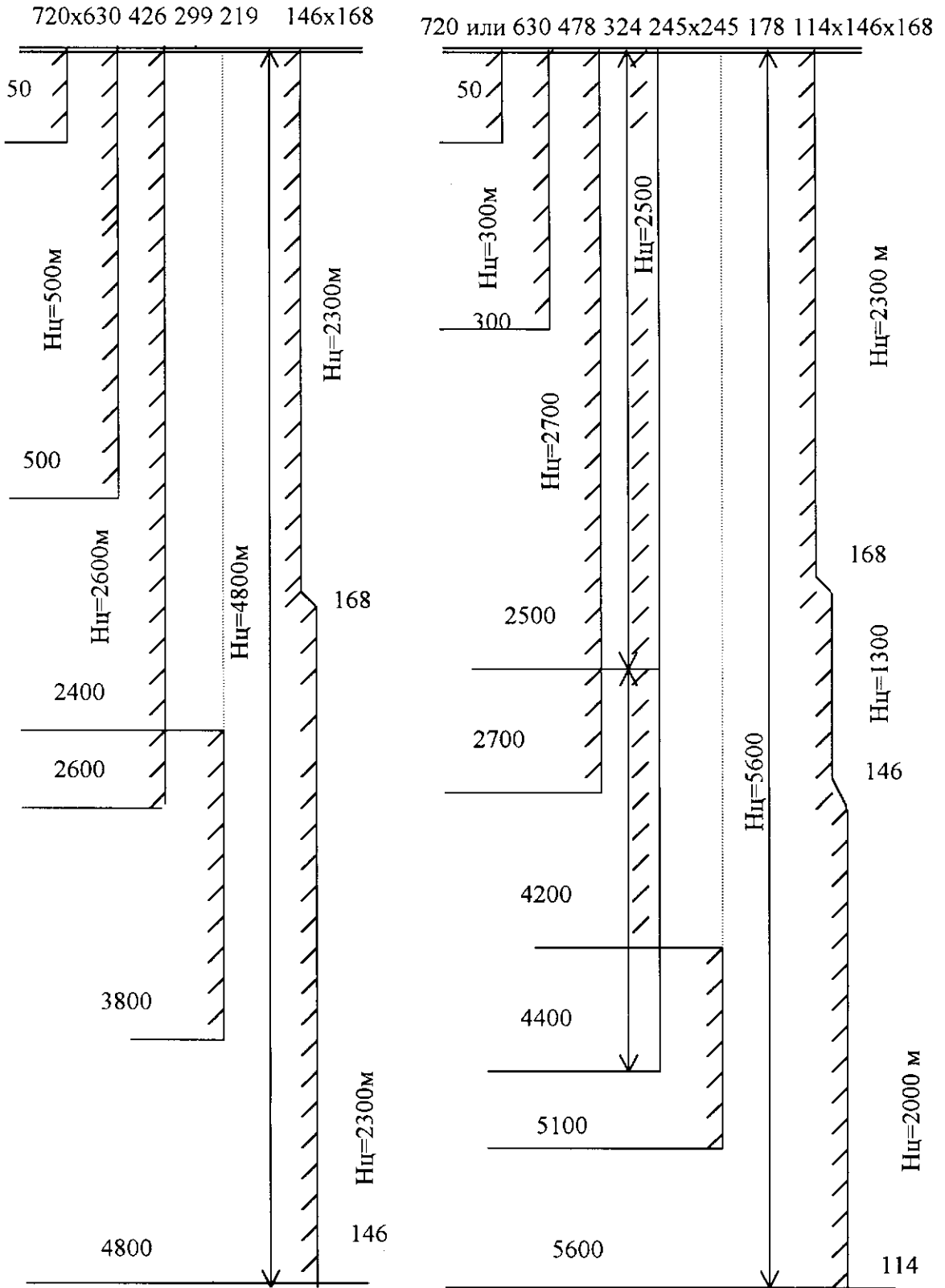


Рис.1

Схема конструкции скважин ,применяемая на месторождении «Гум –дениз»

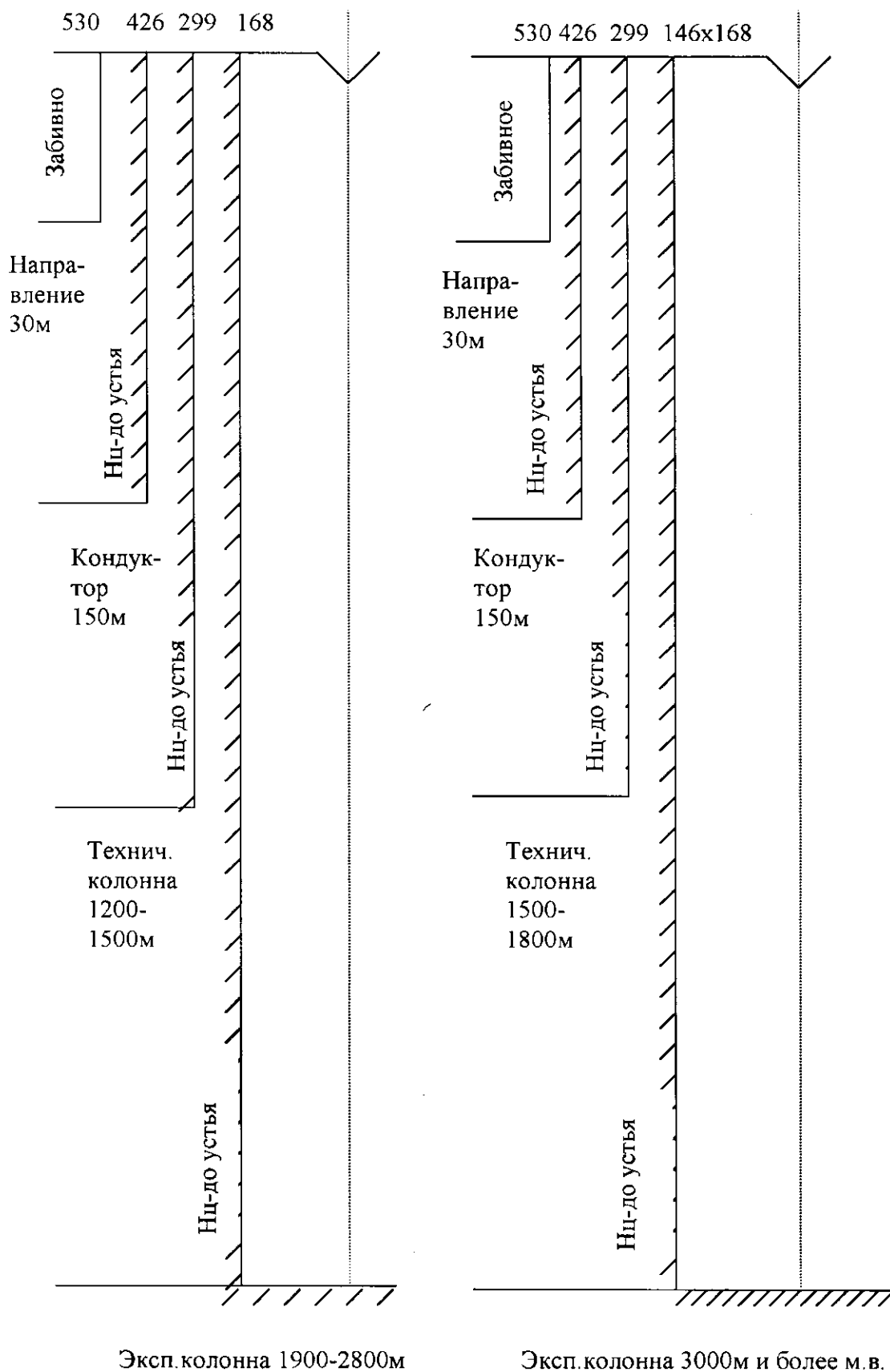


Рис.2

Конструкция скважин месторождений Нефтяные Камни и Гюнешли

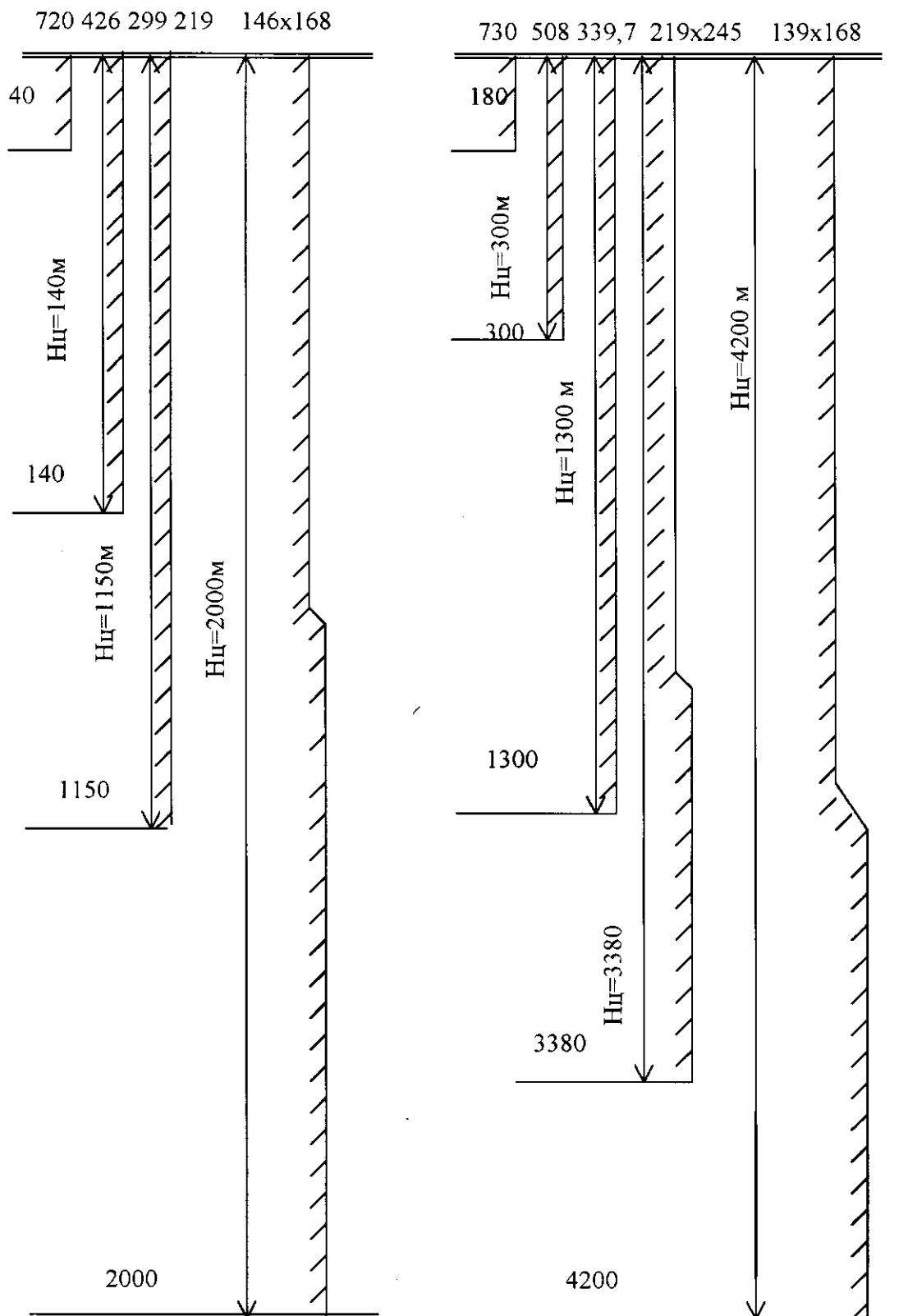


Рис.3

Конструкция скважин месторождений Сангачалы-Дуванный-дениз о.Булла

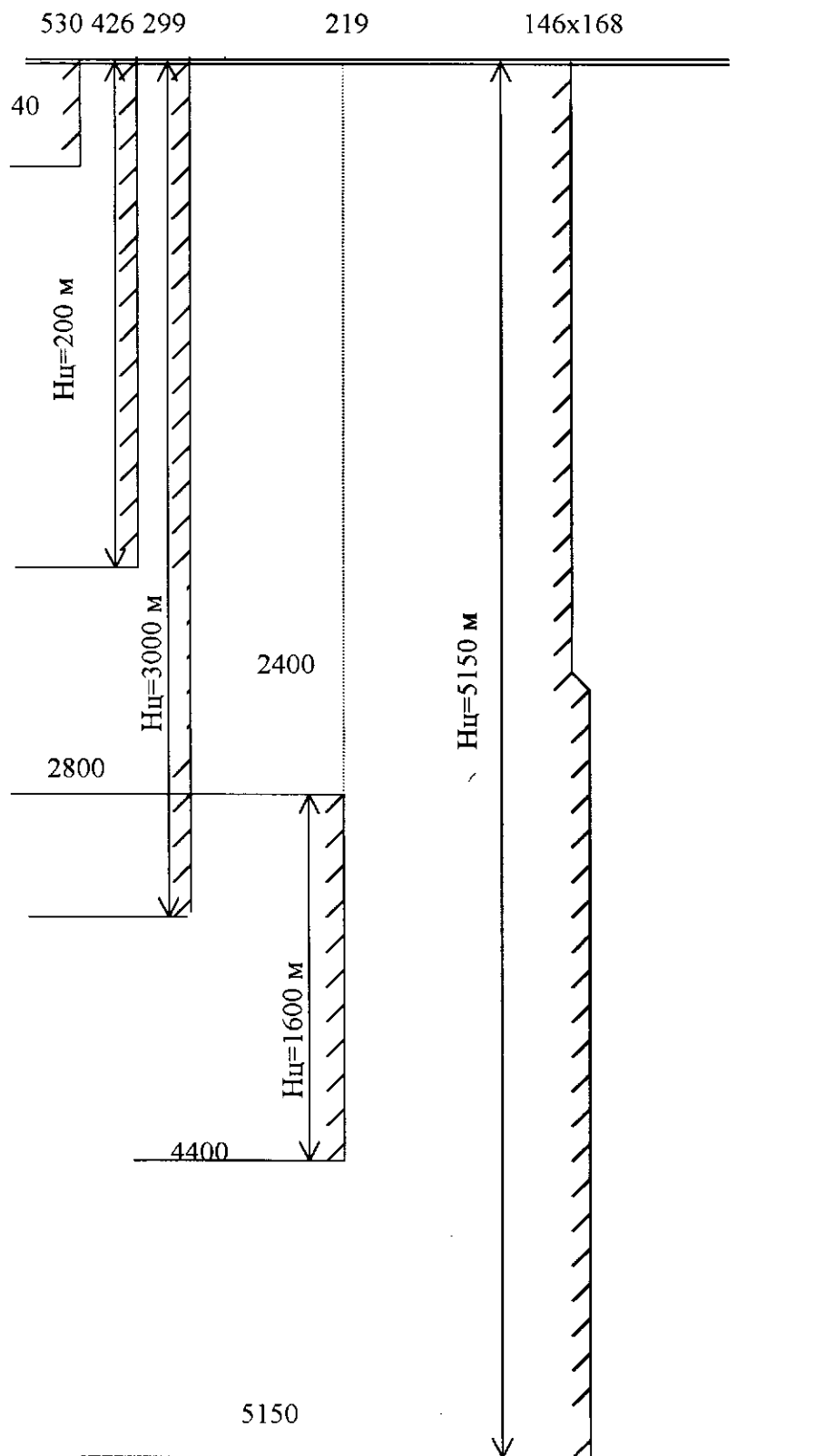


Рис.4

1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПРИЧИН НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Как отмечалось ранее, наряду с простотой обслуживания, компрессорная эксплуатация скважин имеет ряд недостатков, главным образом связанных с низким КПД газлифтного подъемника, а также длительным сроком эксплуатации этих месторождений, увеличением обводненности, снижением надежности компрессорного оборудования, внутрискважинных осложнений при эксплуатации и т.д.

Прихват газлифтных к колонн

Как известно, приемлемость нагнетательных скважин зависит от геолого-физических свойств пласта, физико-химических свойств жидкостей, насыщающих пласт, а также от мощности фильтра и давления нагнетания.

Многолетний опыт применения для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на месторождении "Нефтяные Камни" показал, что перевод скважин на ОРЭ двух и более горизонтов имеет важное значение для ускорения разработки морских нефтяных месторождений, что весьма важно, учитывая ограниченный срок службы гидротехнических сооружений. Актуальной проблемой при этом является одновременно-раздельная закачка воды в два и более горизонта через одну скважину. Оборудование, предназначенное для этой цели, должно не только обеспечивать раздельный контроль и регулирование объемов закачки в каждый пласт, но и дать возможность производить в скважине различные технологические процессы по освоению и восстановлению их приемистости в процессе эксплуатации.

Эти мероприятия, осуществляемые по одному из пластов, не должны влиять на нормальный ход закачки воды в другой пласт.

Исследованиями выявлена зависимость приемистости от конструкции и технического состояния лифта. Они показали, что в процессе эксплуатации поверхность лифтовых труб покрывается продуктами коррозии, нарастание

слоя которых зависит от скорости течения воды. При очень больших скоростях течения эти отложения смываются водой и накапливаются над муфтами насосно-компрессорных труб, в следствии чего образуются железистые сальники, приводящие к прихватам последних.

Основным фактором, определяющих величину коррозионной корки, является соотношение диаметров эксплуатационных и лифтовых колонн в нагнетательных скважинах (Таблица 1) [1]:

Таблица 1

Скважина	Время образования сальника, мс	Диаметр лифтовой трубы, мм
191	6	102
181	10	73
192	7	73
206	19	73
102	19	102
204	20	102
243	31	102
264	26	102

Анализ работы ряда нагнетательных скважин с различными соотношением диаметров лифта и эксплуатационной колонны показал, что при 102-мм и 168-мм эксплуатационной колонны после непродолжительного периода эксплуатации в за трубном пространстве образуется железистый сальник, в результате чего происходит прихват лифтовой колонны.

О причинах влияния структуры и режима движения газожидкостной смеси на КПД подъемника:

Одной из главных причин низкого КПД газлифтного подъемника является образование невыгодного, с точки зрения энергозатрат, структуры

газожидкостной смеси. В процессе подъема смеси от башмака колонны к устью скважины давление рабочего агента снижается и, по мере подъема, увеличивается количество газовых пузырьков в жидкости, которые, увеличиваясь и соединяясь, в конце концов, образуют сплошной газовый поток. Образование такой бесполезной структуры приводит к увеличению скорости газового потока по отношению к жидкостному, что приводит к непомерно большому расходу рабочего агента и соответственно, снижению КПД подъемника [2].

С увеличением обводнения газлифтных скважин, работающих с пульсацией, увеличивается плотность жидкостной смеси и относительные скорости нефти, воды, газа и механических примесей. Под действием сил гравитации увеличивается скорость их осаждения на забой, что отрицательно сказывается на приток жидкости из пласта.

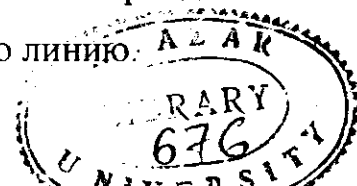
Наиболее низким КПД обладают глубокие, наклонно-направленные, малодебитные и с большим диаметром колонны, скважины, работающие в пульсирующем режиме.

Указанные факторы присуще подавляющему количеству газлифтных скважин, эксплуатируемых на шельфе Каспийского моря.

Достаточно сказать, что во многих глубоких и малодебитных скважинах КПД газлифтного оборудования меняется в пределах 0.05-0.1, что является очень низким показателем по сравнению с другими механическими способами добычи. Жесткие условия эксплуатации и сравнительно небольшой срок службы морских гидротехнических сооружений обуславливают поиск наиболее рациональных и оптимальных способов увеличения производительности и режима работы газлифтных скважин.

Отказы угловых клапанов

На нефтяных промыслах угловые клапана применяются для поддержания постоянного давления на газосборных и сепарирующих установках. Монтируются они на сливных линиях сепараторов с целью периодического сброса отделенной от газоконденсата жидкости в нефтяную линию.



Опыт эксплуатации угловых клапанов показывает что, они в гидроабразивной среде недолговечны. Так например, угловые клапаны, установленные на парках НГДУ им.Н.Нариманова и на головных сепараторных установках "Нефть Дашлары", часто отказывают из-за быстрого разрушения их седел и затворов. По этой причине зачастую конденсат проникает в газопроводную линию, идущую на прием компрессорной станции и к другим потребителям, при этом стабильность давления в сепараторной установке нарушается.

С целью повышения долговечности угловых клапанов, был осуществлен анализ причин, приводящих седла и затворы угловых клапанов к преждевременным разрушениям [3].

Наблюдениями, установленными за работой клапанов и изучения причин неполадок с ними, показали, что в трапных парках и сепараторных установках имеется довольно высокий перепад давлений, достигающий до 50 ат. При таком перепаде давлений конденсат, содержащий 0,5% и более механических примесей через угловые клапаны (ДУ-1"), имеет скорость потока до 10 м/с, что приводит к гидроабразивному износу их затворов и седел.

Следует отметить, что заводские затворы и седла изготавливались из стали марки 2Х13, а в промышленных условиях зачастую из стали марок 40Х и 45 с термообработкой до твердости HRC 40-45. Наблюдения показали, что как заводские, так и промышленные затворы и седла работали неудовлетворительно: средний срок их нормальной службы составлял 200 ч.

Анализ надежности компрессорного оборудования

С целью определения причин, приводящих к снижению надежности, было установлено наблюдение за работой наземного газлифтного оборудования, применяемого на производственных участках газоконпрессорного цеха "Нефть Дашлары" объединения "Каспморнефть" [4].

Анализ накопленных данных за шесть месяцев наблюдений показал, что в течении указанного периода за компрессорной станцией (КС), включая участок, обеспечивающий прием подпорного газа компрессорами, где, соответственно,

работает одна компрессорная станция, состоящая из четырех газомоторных компрессоров (ГМК) типа 10КН2/5-55 и четыре сепараторные установки (СУ), состоящие из 4-6 газосепараторов каждая, имело место около 900 отказов, из них 700-на КС, остальные- на газовом участке (таблицы 2, 3).

Из таблиц 2 и 3 видно, что наиболее интенсивно отказывают следующие элементы наземного оборудования газлифтной системы: клапаны компрессоров, мембранно-регулирующие клапаны (МРКЧ) и магнето. Имеются также элементы, отказы которых незначительны. Однако по своим последствиям они могут вызвать серьезные аварии (например, отказы обратных клапанов поворотного типа, устанавливаемые на нагнетательных линиях ГМК).

Следует отметить, что в таблице 2 и 3 указаны, в основном, элементы, отказы которых приводят к большим простоям компрессоров. С целью оценки простоев ГМК, связанных с отказами указанных элементов, в таблице 4 приведены данные о работе, простоях и пребывании компрессоров в ремонте (или в резерве).

Из таблице 4 видно, что в течении шести месяцев каждая машина в среднем находилась в работе 3065, в простое 550, в ремонте (или в резерве) 765ч.

Приведенные выше данные свидетельствуют о недостаточной надежности компрессорной установки, основной причиной при этом в значительной мере являются неполадки с клапанами (прямоточного типа).

Таблица 2

Наименование элементов	Количество отказов в течении шести месяцев по КС			
	ГМК-1	ГМК-2	ГМК-3	ГМК-4
Клапаны компрессоров	75	71	79	82
Запальная свечка газомотора	51	64	70	72
Магнето газомотора	17	18	16	17
Выкидные линии от компрессоров	9	6	6	10
Газо-выпускной клапан газомотора	2	2	3	4
Обратный клапан установленный на выкидных линиях	1	1	1	1
Прочие отказы связанные с остановкой ГМК	8	3	5	6

Таблица 3

Наименование элементов	Количество отказов в течении шести месяцев по газовому участку			
	СУ-1	СУ-2	СУ-3	СУ-4
Мембранно-регулирующий и угловой клапан	26	50	44	4
Регулятор уровня РУПШ-64	4	7	10	2
Задвижка	3	4	3	2
КИП	2	4	4	2
Другие отказы	3	5	5	2

Осуществлен анализ состояния вышедших из строя деталей, работавших в различных условиях (прием, нагнетание).

В таблице 5 приведено количество отказов приемных и нагнетательных клапанов, установленных на I и II ступенях компрессоров. Из них 49 случаев относится к приемным клапанам I ступени, 91 – ко II ступеням, 104 - к нагнетательным клапанам I ступени и 63 - ко II ступени.

Таким образом, наибольшее количество отказов приходится на долю клапанов, установленных на выкиде I ступени, где температура и степень сжатия нагнетаемого газа по сравнению с другими, выше. Следовательно, температура оказывает существенное влияние на количество отказов прямооточных клапанов, которые, в основном, имеют место в результате разрушения их пластин.

Оборудование газлифтных скважин и освоение в осложненных условиях на морских промыслах необходимо, в первую очередь, для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала т платформы в целом.

Устье компрессорной скважины оборудуется упрощенной фонтанной арматурой типа АФК-3а65х35 или АФК-1-65х21, обеспечивающий крепление компрессорных труб, герметизацию межтрубного пространства и обвязку с технологическим блоком, рассчитанным на 100 ат. (БТ-100) для подачи газа в скважину и приема продукции скважины.

На газоконденсатных скважинах месторождений "Южный", "Бахар", "Булла-дениз" и др. используемые для подачи газа высокого давления на бескомпрессорную эксплуатацию для предотвращения гидратообразования на струнах устанавливаются ступенчатые штуцера, а также устанавливается "блок" из дозаторных насосов для закачки спирта "метанола".

Добываемая продукция в начальный период транспортируется на береговые сооружения по подводным продуктопроводам в начальный период совместно, а в последующие годы отдельно. На некоторых месторождениях транспорт с отдельных оснований, эстакад до нефтесборных пунктов жидкости осуществляется с помощью дожима центробежными насосами. В последующие

годы опыт разработки месторождений "Гум-дениз", "Бахар", "Сангачалы-Дуванный" показал целесообразность транспорта с использованием энергии газа.

С падением пластового давления и переходом на механизированный способ эксплуатации требуется новый подход при освоении и добыче нефти и газа на промысле и транспорте на нефтесборный пункт.

На газоконденсатных месторождениях ("Бахар") наличие газа высокого давления позволяет длительное время использовать его для бескомпрессорной добыче, а на нефтяных месторождениях "Нефт Дашлары", "Гум-дениз" и др. Отсутствие газа высокого давления требует строительство дожимных компрессорных станций.

По мере истощения пластовой энергии в освоении скважин наступает момент, когда обычные замены раствора на воду недостаточны. Возникает необходимость освоения скважин новыми методами. Таких методов снижения уровня на месторождении Каспийского моря несколько. Отметим некоторые из них:

1. Метод аэрации воды газом, получивший наибольшее применение на морских промыслах, освоен на одновременном нагнетании в скважину воды ЦА-300 и газа через подвеску НКТ первого ряда с выходом в кольцевое или затрубное пространство. При выходе аэризированной жидкости, объем закачки воды постоянно снижают до полного его прекращения и продавливание газа через башмак НКТ.

2. Методом добавок. При отсутствии газа высокого давления и значительном снижении пластового давления, освоение скважин с большой глубиной подвески первого ряда технически невозможно. Поэтому глубину спуска НКТ для освоения находят, исходя из имеющегося конкретного пускового давления на промысле из соотношения:

$$L_{\max} = \frac{P_{\text{пус}} \cdot g}{\rho_{\text{смеси}}}$$

где ρ -плотность, газожидкостной смеси по промысловым данным, в зависимости от продолжительности аэрации, колеблется от 30,0 до 40,0кг/м³. После продавки газом через башмак и отсутствие притока производится добавка к подвески НКТ первого ряда от 100 до 500 м. И т.д. до получения притока со скважины.

3.Метод освоения с применением газлифтных пусковых клапанов или мандрелей. Этот метод в освоении нашел применение на нефтяных газлифтных скважинах глубиной 2500-3000 м. Количество газлифтных клапанов и глубина спуска труб определяется согласно имеющемуся пусковому давлению.

2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.

Открытие и освоение новых залежей нефти и газа на глубинах 2000-5000 метрах и более выдвигает решение новых эффективных задач в области разработки этих месторождений.

Исследования применяемой техники и технологии при газлифтной добыче на месторождении «Бахар», «Гум-дениз» позволяют выявить ряд особенностей при разработке глубокозалегающих залежей нефти и газа.

Газоконденсатное месторождение «Бахар» введено в разработку с 1968 года, по настоящее время добыча углеводородов велась, в основном, фонтанным способом (более 90% от накопленного отбора).

В начале 1977 года на месторождении начался комплексный способ эксплуатации на бескомпрессорный газлифт нефтяной скважины 72 «Свиты перерыва». В 1984 году компрессорным способом был охвачен X горизонт «Балаханской свиты» (переведена на бескомпрессорный газлифт скважина 21).

Дальнейшая разработка месторождения характеризуется появлением все большего количества нефтяных газлифтных скважин, достигшее максимального 25 единиц в 1994 году.

Освоение и эксплуатация этих скважин осуществлялась с помощью газа высокого давления газовых скважин, работающих на бескомпрессорный газлифт.

Причем, если в начальный период применения бескомпрессорного газлифта, ввиду высокого (аномального) пластового давления и больших устьевых давлений газовых скважин, эксплуатация нефтяных газлифтных скважин осуществлялась, как двухрядным так и 1-рядным лифтом со спуском максимальных подвесок, то в дальнейшем в связи со значительными отборами газа, из-за падения пластовых и устьевых давлений газовых скважин, вышеназванные скважины перешли на эксплуатацию 1-рядным лифтом.

В 1955 году из газовых месторождений было отобрано порядка 115 млрд.м³ газа, пластовые и устьевые давления газовых скважин резко упали (лишь единичные скважины I, II, IV, V горизонта работали с газом высокого давления), целый ряд газлифтных нефтяных скважин закрыли, а в работающих газлифтных скважинах подвеска первого ряда была поднята до глубины 3000 м, с применением при освоении газлифтных клапанов. Первые газлифтные клапана были спущены в скважине 164,188,200 и др.

В дальнейшем, в связи с низкими пластовыми давлениями, газлифтные клапана стали спускаться и при освоении газовых скважин. Всего, с начала внедрения, газлифтные клапаны были спущены в 21 скважине.

Одной из причин, также повлиявших на снижение пластовых давлений и отбора в нефтяных скважинах, явилось запаздывание процесса обводнения нефтяных залежей, начатое только в 1985 году и, как следствие, не способствовавшее стабилизации давлений и отборов. Сбор и транспорт добываемой продукции производится по системе совместного сбора и транспортировки эмульсии, конденсата и газа в едином потоке по подводным трубопроводам направляется через промежуточные сборные пункты (МСП) и морские нефтегазосборные пункты (МНГСП) на береговую установку термохимической подготовки товарной нефти. Анализ промысловых данных показал, что основным источником эмульсии являются скважины с обводненной продукцией и газлифтный способ эксплуатации. Состав углеводородной продукции, генетический тип попутно добываемой воды также участвуют процессе эмульгирования, но на степень устойчивости эмульсий решающего влияния не имеет. Как показали исследования, добываемая продукция месторождения «Бахар» обводнена в широком диапазоне от 5 до 99% , однако 25% из общего фонда дают безводную продукцию. В том числе 5% нефтяных скважин и 20% газоконденсатных. Питание газлифтных скважин осуществляется газом высокого давления из газоконденсатных скважин, расположенных на этом же месторождении . Из скважин извлекается от 14 до 228 м³/сут жидкости при обводненности от 3 до 80%. Расход рабочего агента

варьируется от 15 до 50 тыс. м³ в сут, а удельный расход на тонну добытой жидкости 117-689 м³/м³.

Давление рабочего агента составляет 5,8-9,6 МПа. Поддержание высоких давлений рабочего агента объясняется стабильностью работы газоконденсатных скважин месторождения «Бахар». Однако с падением буферных давлений потребуется дополнительный источник рабочего агента, чтобы поддержать снижающую добычу нефти.

Газлифтные скважины оснащены лифтом трех конструкций :

-двухрядным лифтом:

1 ряд 114 мм х73 мм НКТ:

2 ряд 73ммНКТ до глубины переводника 1 ряда 114х73 мм:

-однорядным лифтом:

114мм х 73 мм НКТ с газлифтными клапанами и циркуляционным клапаном механического действия;

-однорядным лифтом:

114мм х 73 мм НКТ с башмаком до глубины ввода газа в скважину.

Газоконденсатные скважины оснащены лифтом трех конструкций:

-двухрядный лифт с пакером:

1 ряд 114мм х 73 мм НКТ с циркуляционным клапаном механического действия, пакером, посадочным ниппелем и средним клапаном:

2 ряд 114 мм НКТ до глубины переводника 1 ряда 114 мм х 73мм

-двухрядным лифтом:

1 ряд 114 мм х 76 мм до верхних отверстий фильтра:

2 ряд 73 мм х 48 мм НКТ на глубину, достаточную для освоения скважины (вызова фонтана) :

- однорядным лифтом:

114 мм х73 мм НКТ с продавочными клапанами для освоения (вызова фонтана).

Газоконденсатные скважины характеризуются следующими параметрами:

Дебиты скважин составляют – 90-700 тыс.м³ в сутки, а конденсата 2-75 тонн в сутки. Устьевые давления при таких отборах составляют 3-13 МПа , тогда как начальные составляли –12-21,5 МПа.

Для борьбы с гидратообразованием дозаторными насосами в выкидные линии скважин подается метанол.

Продуктивные объекты вскрываются на глинистом растворе плотностью 1,3-1,5 гр/см³. Продуктивные горизонты устойчивы к механическому разрушению при больших отборах.

Скважины расположены на стационарных морских платформах (кустовых и одиарных). Вызов притока к забою скважин осуществляется заменой буферного раствора водой. В настоящее время, с целью возбуждения скважин, осуществляется еще снижение уровня аэрацией.

Увеличение диаметра эксплуатационной колонны пропорциональна продуктивности разрабатываемой залежи нефти [16]. Как видно из приведенных конструкций скважин (рис.1-4) увеличение диаметра эксплуатационных колонн возможно на месторождении «Нефт Дашлары» и «Гюнешли». При соответствующей технологии бурения скважин, на глубокозалегающих месторождениях нефти и газа, увеличивать диаметр эксплуатационной колонны практически невозможно.

Немаловажное значение по увеличению дебита скважин имеет степень вскрытия пласта перфорацией. Лабораторные испытания проведенные по определению количества отверстий в эксплуатационной колонне показало, что уменьшение количества отверстий менее 30 отв./м приводит к снижению приемистости водонагнетательных скважин [А.Б.]

Следует отметить. Что применяемые кумулятивные перфораторы Российского производства в подавляющем большинстве являются одноплоскостными перфораторами в 10 отв./м с диаметром отверстий от 8 до 10 мм.

Опыты проведенные на месторождении «Гум-дениз» «Бахар» и др. по увеличению дебита за счет повторных перфораций показал

непродолжительность эффекта за счет сужения ствола или смятия колонны в фильтровой зоне.

С целью оценки и достижения и максимального дебита при газлифтной добыче была использована компьютерная программа PROSPER, итогом которой явилось построение, анализ и выявление оптимальной модели скважины.

В качестве модели была выбрана одна из типичных скважин на месторождении "Бахар" - скважина 149.

Скважина 149 имеет забой 4560 м, горизонтальное смещение около 480 м. Выведена из бурения 23.09.86 года с интервалом 4530-4500 м, горизонт "Свиты перерыва», 280 дыр. ПКOT-73E, 1 ряд - 4"x2 1/2" - 3027,13 м. Скважина освоена газлифтным способом при параметрах $P_0=3,6$ МПа, $P_3=8,6$ МПа, $d=26$ мм, с дебитом 35 т/сут нефти и 356 т/сут воды.

По декабрь 1994 года на момент составления программы скважина работала газлифтным способом с параметрами:

- давление на устье -2,3 МПа;
- давление газа подаваемого в затрубное пространство - 7,6 - 8,0 МПа;
- расход газа высокого давления -85-90 тыс.м³/сут;
- дебит нефти - 15 т/сут;
- добыча воды - 26 т/сут (63,4%);
- пластовое давление (расчетное) -17,4 МПа.

Зная давление на устье, в обсадной колонне и пласте, а также дебиты добычи, можно оценить динамическое забойное давление, чтобы удовлетворить одновременно известным данным. В процессе работы были определены

Таблица 4

Параметры применяемых перфораторов на Месторождении «Бахар»

Тип пушки	ПКОТ-73 отверстием	с ПКС-80 полурасширяющаяся
Диаметр пушки (мм)	73	80
Плотность выстрелов (с/м)	10	6,7
Фазовость (град)	120	180
Проникновение (см)	21,5	15,5
Диаметр отверстия входа (см)	1,2	1,2
Вес взрывного заряда (гр)	16	22
Другие комментарии:	Ожидается неправильная центровка до 25% заряда	Предпочтительно используется последние пять лет

коэффициента добычи и гидродинамика скважины, в результате чего была построена модель скважины, которая используется как база для дальнейшего анализа и подсчета количественного эффекта от предложенных мер и разработок по улучшению.

На рис. показан анализ газлифта скважины 149. На графике показаны изменения давления в забое, межтрубное пространство, а также $R_{пл}$ и R_{wf} . Следует отметить, что при определении коэффициента добычи характеристики перфорации на основе корреляции Тарик к Карас. Результаты отлично сходятся с измеренными данными, необходимо было провести только небольшую корреляцию данных скважин.

Общий подсчитанный скин составляет около 50, что в основном вызвано частичным вскрытием; только 26 м из общих 86 м перфорированы. Взаимосвязь проведения потока, детализирующая вклад частичного вскрытия, перфорации скина повреждения на общее падение давления. Скважины дают воду и/ или сводный газ. Кривые относительной проницаемости со следующими характеристиками были включены в модель IPR :

$$S_{wc}=062$$

$$S_{...}=0635$$

$$K_{...}=064$$

$$K_{...}=068$$

Экспонента Корей (к..b..к.)=2

Оптимизация расхода газа на газлифт и давление на устье

Модель скважины может быть использована для оптимизации добычи в скважине 149 касательно дебита газлифта и точки нагнетания (труб). Предполагается, что давление в устье сохраняется на уровне 2,4 МПа и давление в затрубной колонне –8,0 МПа.

На рис. 6 показаны изменения дебита нефти с изменением расхода газа на газлифт. Был определен оптимальный расход газа 50 тыс. м³/сут для данного давления в обсадной колонне 8,0 МПа и текущей глубине нагнетания 4076 м . Однако следует отметить , что изменение в добыче нефти с изменением объема газлифта незначительные. Добыча ограничивается относительно небольшой глубиной нагнетания.

Не было обнаружено никакого эффекта от увеличения давления в обсадной колонне – 8,0 МПа достаточно для того, чтобы полный диапазон объемов газа на настоящей глубине нагнетания. Дополнительные давления не ведут к улучшению добычи, если только не переместить точку нагнетания глубже, т.е. добавить трубы.

Оптимизация глубины нагнетания газа .

Добыча нефти стандартно оптимизируется в скважинах с газлифтным добавлением или удалением труб, в соответствии с доступными объемами газа для лифта и давлением на устье обсадной колонны. Интересно отметить оптимальную глубину нагнетания для заданного давления нагнетания 8,0,9,0 и 10,0 МПа , соответственно для скважины 149.

На рис. 7 показаны изменения дебита нефти с изменением давления в обсадной колонне, дебита газлифта и глубины нагнетания. Результаты приведены в таблице 5.

Таблица 5

Результаты оптимизации газлифта, безнакерное закачивание, скважина 149

Давление в обсадной колонне МПа	Газлифт, тыс. м3/сут	Глубина нагнетания м, измер. глубины	Дебит нефти, м3/сут
8,0	50	4100	19,78
9,0	50	4300	20,5
10,0	50	4445	27,3

Изменение в дебитах нефти небольшие, как видно на рис. 7. Поэтому, глубины нагнетания были подсчитаны только на стометровых интервалах.

Скважина 149: возможные повышения добычи

Повторная и дополнительная перфорация

Попытки по увеличению продуктивности вращаются вокруг удаления скина. Самый большой компонент связан с частичным вскрытием. При предположении, что пластовые условия не препятствуют, вест интервал должен быть перфорирован для улучшения продуктивности. Пласт может также быть перфорирован с использованием более эффективных перфораторов. Перфорация должна дополнительно проводиться с занижением баланса приблизительно на 10,0 МПа и открытым дросселем для максимальной очистки скважины. Если повторную перфорацию придется проводить через трубы, есть

возможность выбора между следующими типами перфораторов (в данном случае оба поставляются Schlumberger).

Продуктивность скважины была подсчитана по двум различным сценариям: Только повторная спиралевидная перфорация существующих интервалов перфорации.

Таблица 6

Характеристики перфораторов Pivot и EnerJet

Тип перфоратора	1 11/16" Pivot	2 1/8"
Плотность выстрела (отв.м)	13	20
Фазность (гр.)	180	0
Проникновение (см)	67,9	66,1
Диаметр входного отверстия (см)	1,2	1,2
Взрывной заряд	14	22

Полная спиралевидная перфорация «Свиты перерыва».

В обоих случаях использовались перфораторы EnerJet с плотностью выстрелов 20 отв/м, описанные в таблице 6.

Результаты показаны в таблице 7 на рис. 8-11. Важно отметить, что улучшенное вскрытие радикально уменьшает скин конвергенции (частичное вскрытие) в случае 1, также как и требуемое давление нагнетания. Это только отражает более высокое забойное давление потока по мере увеличения продуктивности, в то время как давление остается постоянным на (предполагаемом) минимуме 2,4 МПа.

Таблица 7

Эффект улучшенной перфорации на добычу, скважина 149

Случай	Дебит нефти м3/сут	Увеличение %	Расход газа м3/сут	Давление обсадной колонны МПа
Текущая ситуация	17,6		40	8,0
1.Реперфорирование	26,6	51	40	8,35
2.Полная перфорация	39,9	126	50	9,6

Увеличение добычи при этих довольно скромных вмешательствах значительно в процентном отношении. Экономические расчеты (чистая приведенная стоимость) по каждой скважине рекомендуется из-за низкой добычи многих скважин.

На рис. 8-11 показаны IPR (включая анализ скина), диаграммы поведения и анализа градиента скважин, соответственно. Для скважины в двух случаях. Рассмотренных в таблице 8. Графики анализа градиента скважин показывают эффективный коэффициент добычи для каждого случая. Хотя коэффициент добычи в первом случае двоиился и увеличился примерно в 7 раз , во втором случае, в конечном счете закачивание и низкое пластовое давление ограничивают увеличение добычи до 50% и 126% соответственно. Следует отметить, что из-за динамического забойного давления в результате увеличения коэффициента добычи давления в колонне должно быть увеличение для нагнетания необходимого (оптимального) объема газа для лифта при постоянном давлении на устье 2,4 МПа . Значения показаны в таблице 8.

Модификация систем газлифта

В настоящее время операции по газлифту ограничены наличием газа и дебитов газодобывающих скважин, так как на месторождении нет никакого компрессорного оборудования.

На месторождении «Бахар» клапаны газлифта являются операционной необходимостью, принимая во внимание тенденцию флюидов на «Бахаре» к отложениям парафинов и асфальтенов. Тем не менее, интересно оценить потенциал увеличения добычи при использовании системы полного сжатия газа, предполагая, что химические проблемы добычи разрешены. Был оценен эффект на скважине 149 оптимизированной системы газлифта, с различными клапанами и компрессированием газа.

В таблице 8, в случае 3, перечисляются эффекты на скважину 149 от добавления полной, компрессорной системы газлифта.

Закачивание было измерено, чтобы включить самый большой возможный диаметр труб в скважине. Далее предполагается, что перфорирован весь интервал, как в случае 2. Установка такой системы газлифта требует полной переработки скважины, включая замену труб, и поэтому является достаточно дорогостоящим мероприятием.

Таблица 8

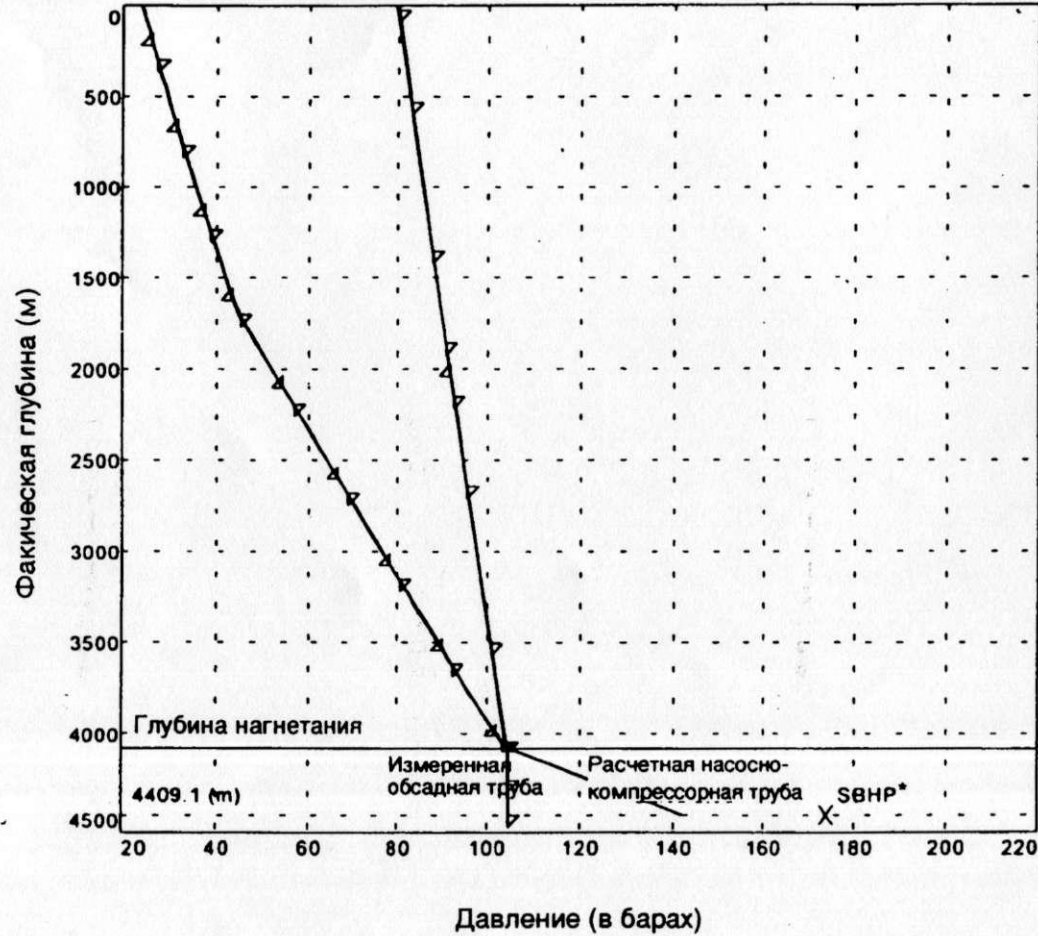
Сравнение различных вариантов увеличения дебита, Скважина 149

Случай	Дебит нефти м3/сут	Увеличение %	Расход газа м3/сут	Давление обсадной колонны МПа
Текущая ситуация	17,6		40	8,0
1.Реперфорирование	26,6	51	40	8,35
2.Полная перфорация	39,9	126	50	9,6
3.Полный газлифт	79,5	450	80	9,0

месторождение Бахар Анализ газлифта, скважина 149

Измеренная насосно-компрессорная труба

Теоретическая обсадная труба



*SBHP= Забойное давление в закрытой скважине

Входные данные	
Давление в головке насосно-компрессорной трубы	24,0 бар
Температура головке насосно-компрессорной трубы	30,0 С°
Дебит жидкости	44,0 см ³ /день
Обводненность	60,0 %
Суммарный расход газа	90.000 1000 см ³ /день
Расход нагнетания	85,000 1000 см ³ /день
Давление в головке обсадной трубы	80,0 БАРа
Диаметр диафрагмы	64,000 64-х дюймов
Глубина нагнетания	4076,0 м

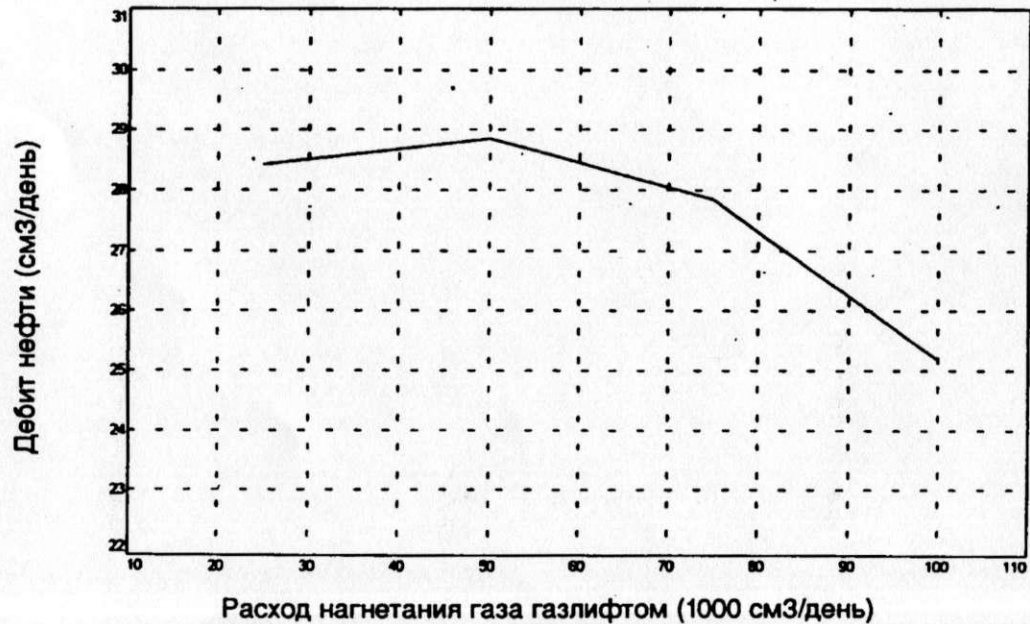
Результаты	
Забойное гидродинамическое давление	142,3 БАРа
Забойное статическое давление	174,2 БАРа
Давление в обсадной трубе у клапана	103,9 БАРа
Давление в насосно-компрессорной трубе у клапана	106,1 БАРа
Температура у клапана	90,2 С°
Газовый фактор	257,0 см ³ /см ³
Свободный газовый фактор	27,1 см ³ /см ³
Разница давлений поперек клапана	0,2 бар
Теоретическое давление в головке обсадной трубы	79,7 БАРа
Приведенное давление	32,9 БАРа
Эквивалентная расчетная продуктивность	1,38 см ³ /день/бар
Расчетный критический дебит	883,104 1000 см ³ /день
Критический дебит в %	9,63 %

Рис.5

месторождение Бахар

Зависимость дебита нефти от дебита газлифта, скважина 149

График чувствительности - Месторождени бахар, скважина ван-149: Дебит нефти в зависи-мости от расхода нагнетания газа.
Давление в обсадных трубах=80 бар.



Агент: Нефть
Поток: Насосно-компрессорная труба
Тип: Добывающая скважина
Подъем: Газлифт - Трение dP
Заканчивание: скважина с обсаженным забоем

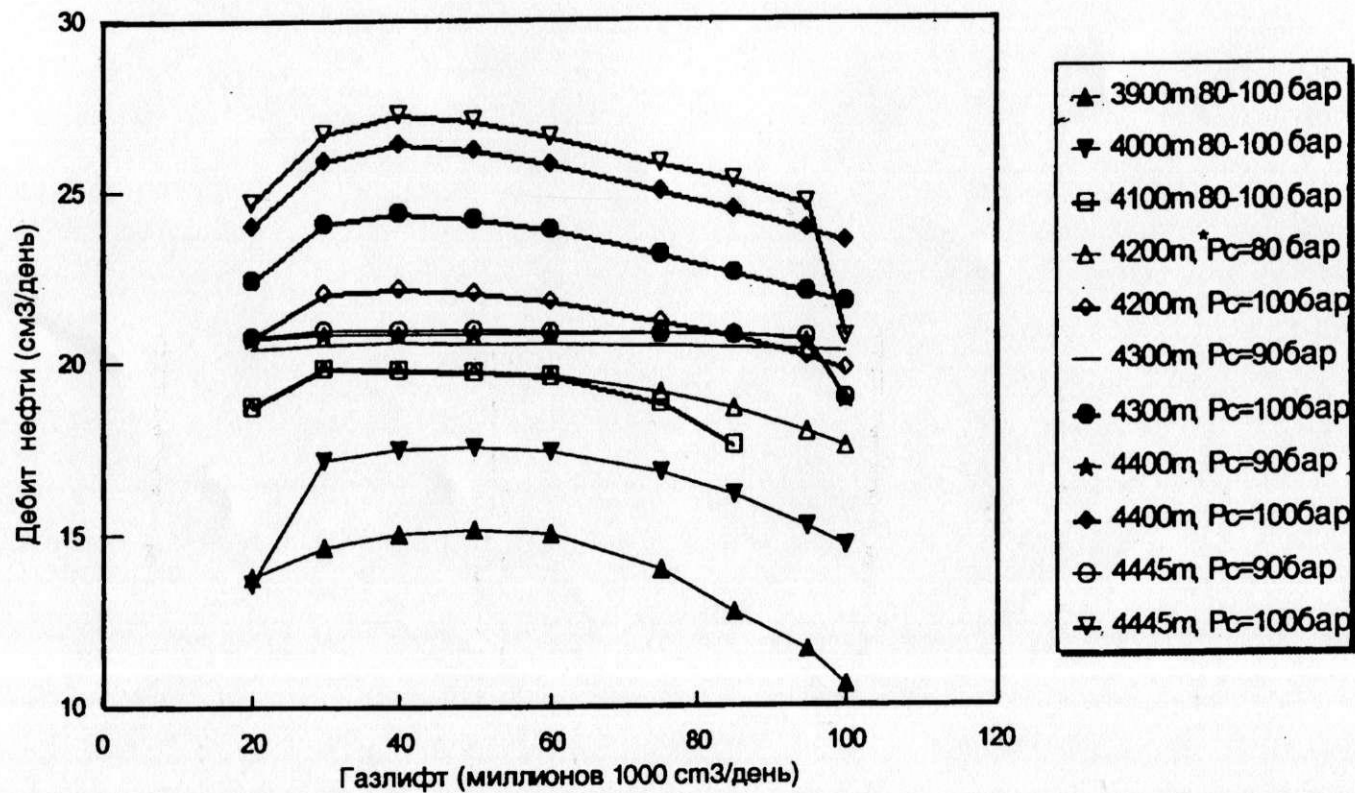
Давление: 24 бар
Температура на устье: 30 С°
Температура забоя: 96 С°
Измеренная глубина забоя 4446 м
Фактическая глубина забоя: 4409.1м

Отношение характеристик потока
Температура пласта: 96 С°
Пластовое давление: 174.2 бар

Рис.6

месторождение Бахар

Скважина 149 - оптимизация расхода нагнетания при газлифте, давления в обсадной колонне и глубины нагнетания.



* P_c = Давления в обсадной колонне

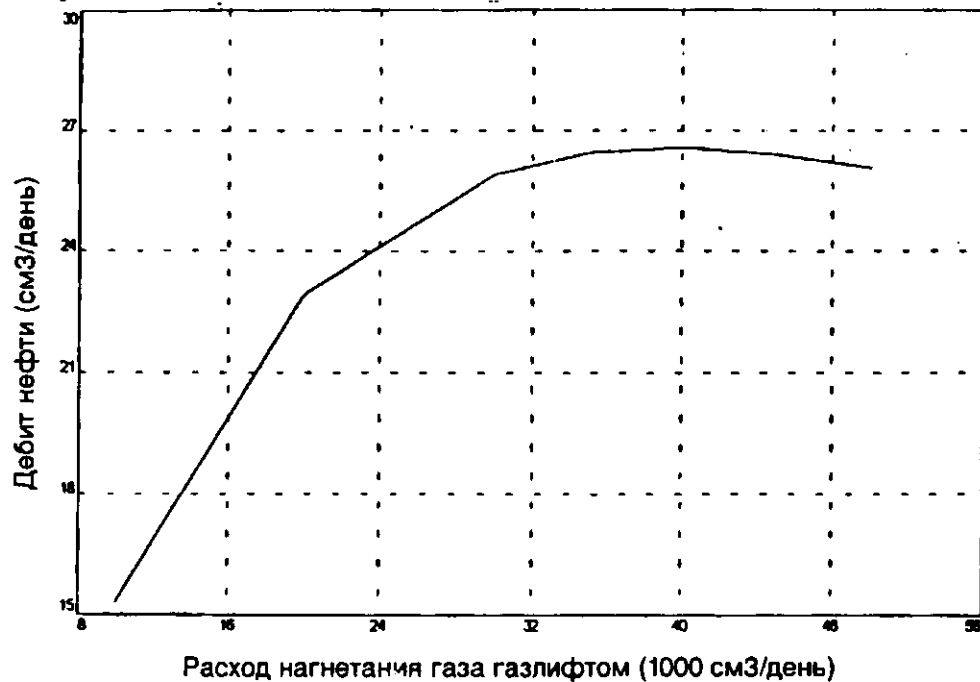
Рис.7

месторождение Бахар

График продуктивности скважины, реперфорированная скважина

График чувствительности. месторождение Бахар, скважина 149:

Существующий интервал, повторно перфорированный перфоратором 21/8" EJ



Агент: Нефть
Поток: Насосно-компрессорная турба
Тип: Скважина добывающая
Подъем: Газлифт - Трение dP
Заканчивание: скважина с
обсаженным забоем

Давление: 24 бар
Температура на выходе: 30 С°
Температура забоя: 96 С°
Измеренная глубина забоя 4446м
Фактическая глубина забоя: 4409.1м

Кривая продуктивности скважины:
Дарси
Температура пласта: 96 С°
Пластовое давление: 174.2 бар

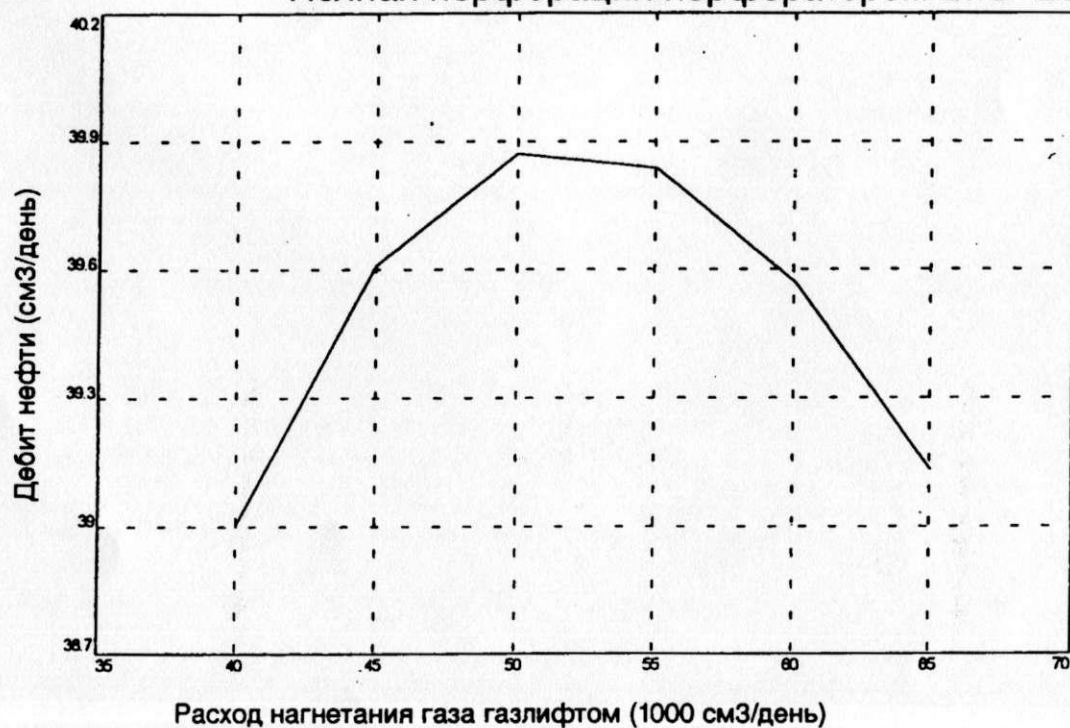
Рис.8

месторождение Бахар

Кривая продуктивности скважины, полностью перфорированная скважина

График чувствительности. Местоорождение Бахар, скважина 149:

Полная перфорация перфоратором 21/8" EJ



Агент: Нефть
Поток: Насосно-компрессорная турба
Тип: Скважина добывающая
Подъем: Газлифт - Трение dP
Заканчивание: скважина с
обсаженным забоем

Давление: 24 бар
Температура на выходе: 30 С°
Температура забоя: 96 С°
Измеренная глубина забоя 4446м
Фактическая глубина забоя: 4409.1м

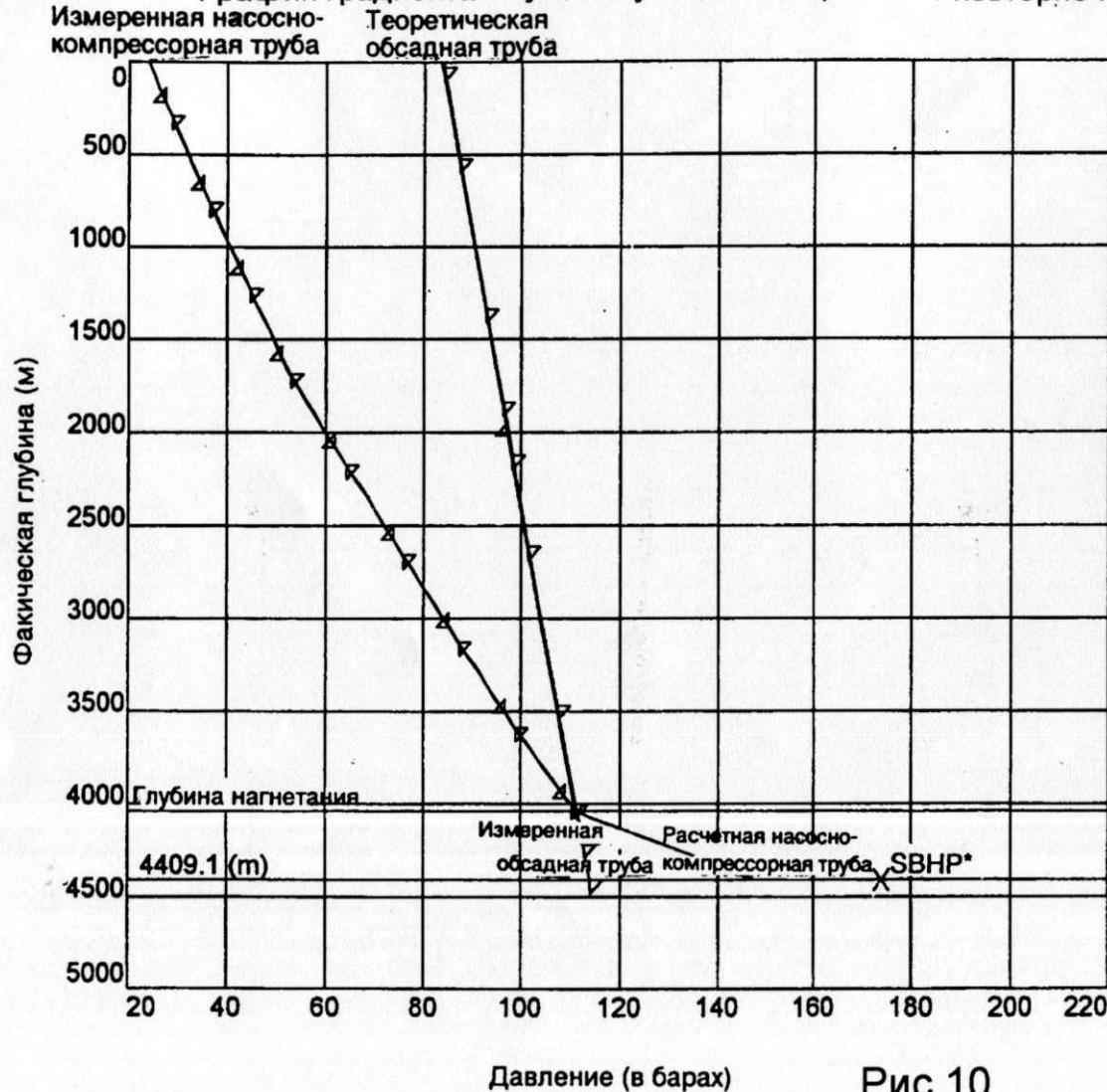
Кривая продуктивности скважины:
Дарси
Температура пласта: 96 С°
Пластовое давление: 174.2 бар

Рис.9

месторождение Бахар

реперфорированная скважина

скважина 149: График градиента с существующим интервалом, повторно перфорированным перфоратором 21/8" EJ



ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Устьевое давление в насосно-компрессорной трубе	24,0 бар
Устьевая температура в насосно-компрессорной трубе	30,0 C°
Дебит	66,5 см3/день
Обводненность	60,00 %
Общий расход газа	47,000 1000 см3/день
Расход закачивания газа	40,000 1000 см3/день
Устьевое давление в затрубном пространстве	84,0 бар
Диаметр диафрагмы	64,000 64 дюйма
Глубина нагнетания	4076,0 м

Статическое забойное давление и гидродинамическое забойное давление по характеристике притока

Результаты

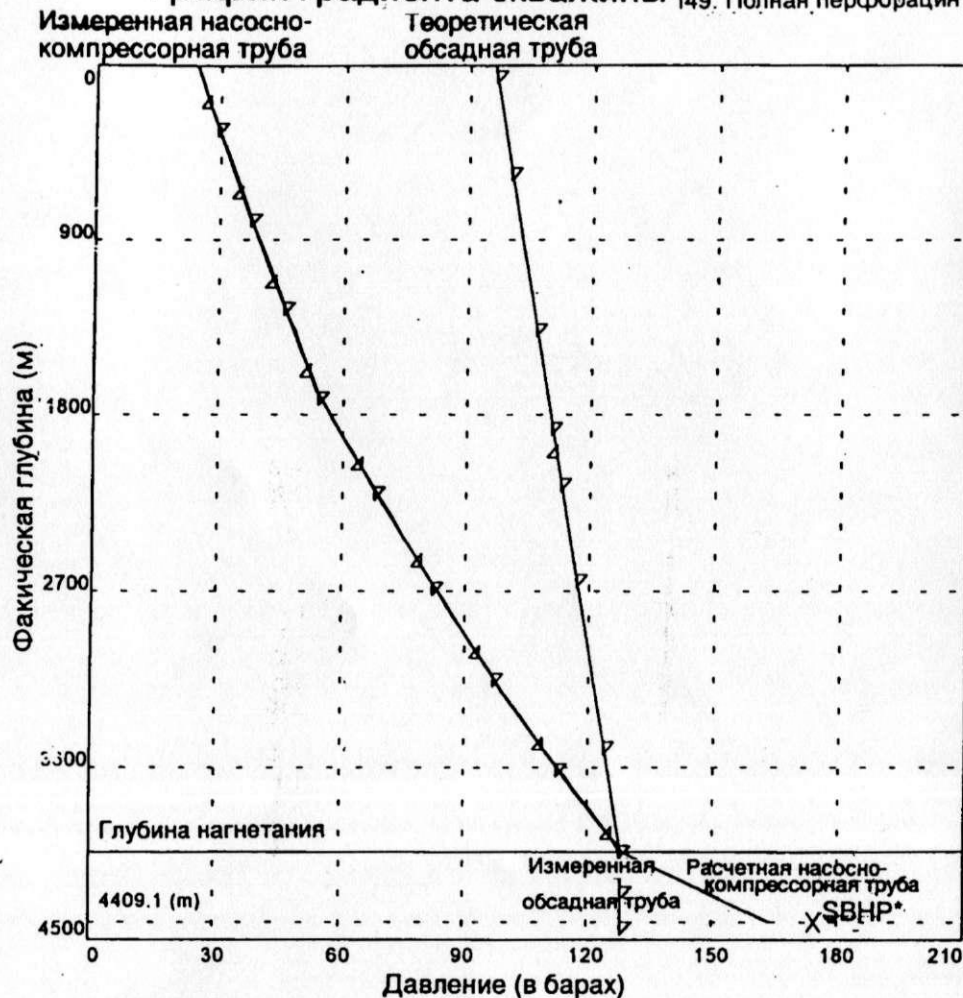
Гидродинамическое забойное давление	148,1 бар
Статическое забойное давление	174,2 бар
Давление в насосно-компрессорной трубе у клапана	111,1 бар
Давление в обсадной трубе у клапана	111,5 бар
Температура у клапана	90,2 C°
Газовый фактор	257,0 см3/см3
газовый фактор, свободный	6,2 см3/см3
Разница давлений поперек клапана	0,0 бар
Теоретическое давление в головке обсадной колонны	83,7 бар
Депрессия	27,1 бар
Эквивалент рассчитанного индекса производительности	2,55 см3/день/бар
Расчетная критическая скорость течения	929,100 1000 см3/день
Критическая скорость течения в %	4,31 %

Рис.10

месторождение Бахар

График градиента скважины

149: Полная перфорация, перфоратором 21/8" E.



ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Давление в головке насосно-компрессорной колонны	24,0 бар
Температура головки насосно-компрессорной колонны	30,0 С°
Скорость жидкости	100,0 см3/день
Обводненность	60,0 %
Результативная скорость газа	51.500 1000 см3/день
Скорость нагнетания газа	40.000 1000 см3/день
Давление в головке обсадной колонны	96,0 БАРа
Диаметр диафрагмы	64,000 64-х дюймов
Глубина впрыска	4076,0 м
Статическое забойное давление и гидродинамическое забойное давление по характеристике притока	

Результаты

Гидродинамическое забойное давление	163,9 БАРа
Статическое забойное давление	174,2 БАРа
Давление в насосно-компрессорной трубе у клапана	128,0 БАРа
Давление в обсадной трубе у клапана	128,0 БАРа
Температура у клапана	90,2 С°
Соотношение газа и нефти	257,0 см3 : м3
Свободное соотношение газа и нефти	30,6 см3/см3
Разница давлений поперек клапана	0,0 бар
Теоретическое давление в головке обсадной трубы	98,0 БАРа
Давление вниз	11,3 БАРа
Эквивалент рассчитанного индекса производительности	9,70 см3/день/бар
Рассчитанная скорость потока	1076,357 1000 см3/день
Критическая скорость потока в %	3,75 %

*SBHP= Забойное давление в закрытой скважине

Рис.11

месторождение Бахар

производительность скважины с компрессорным газлифтом

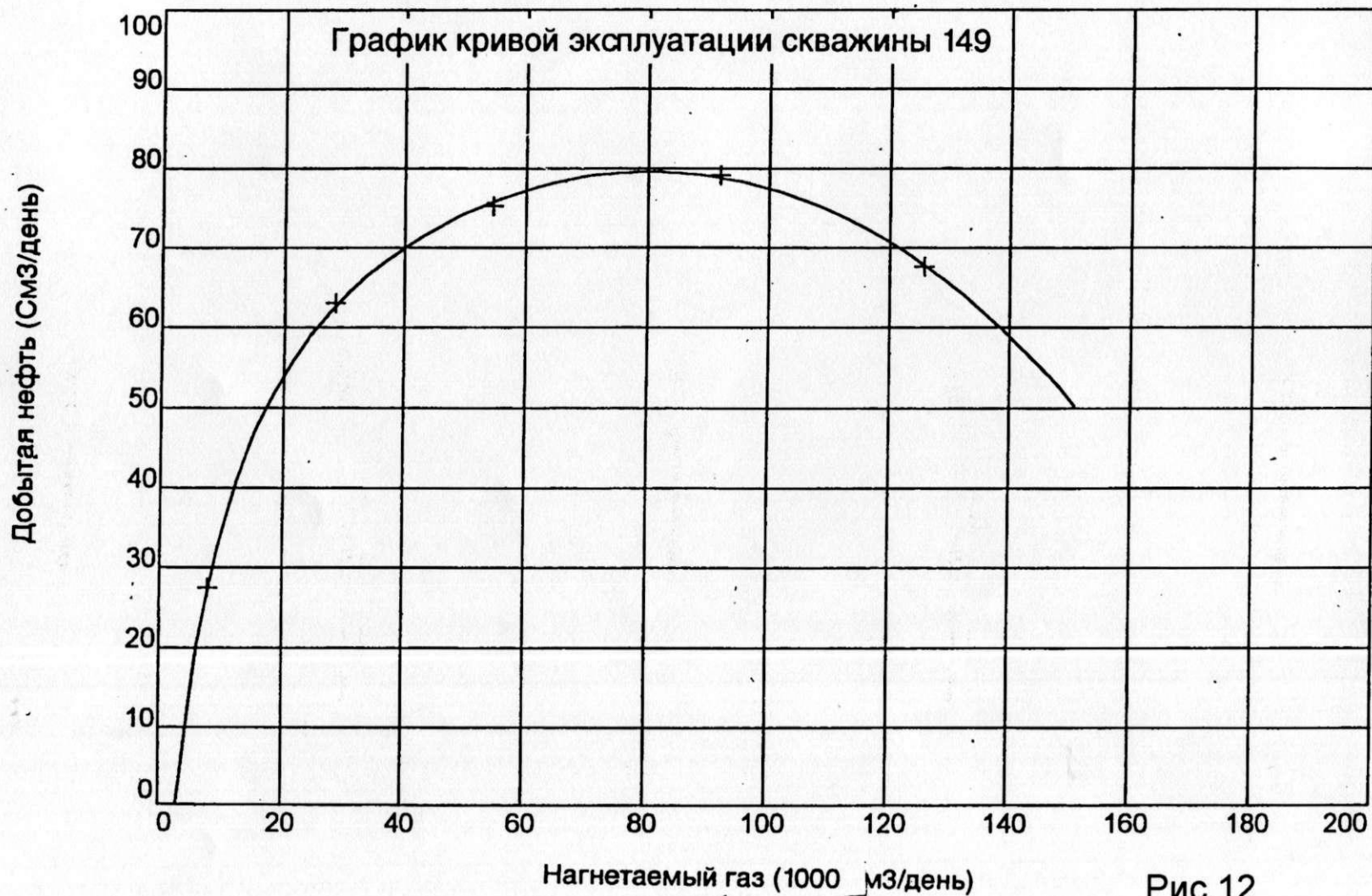
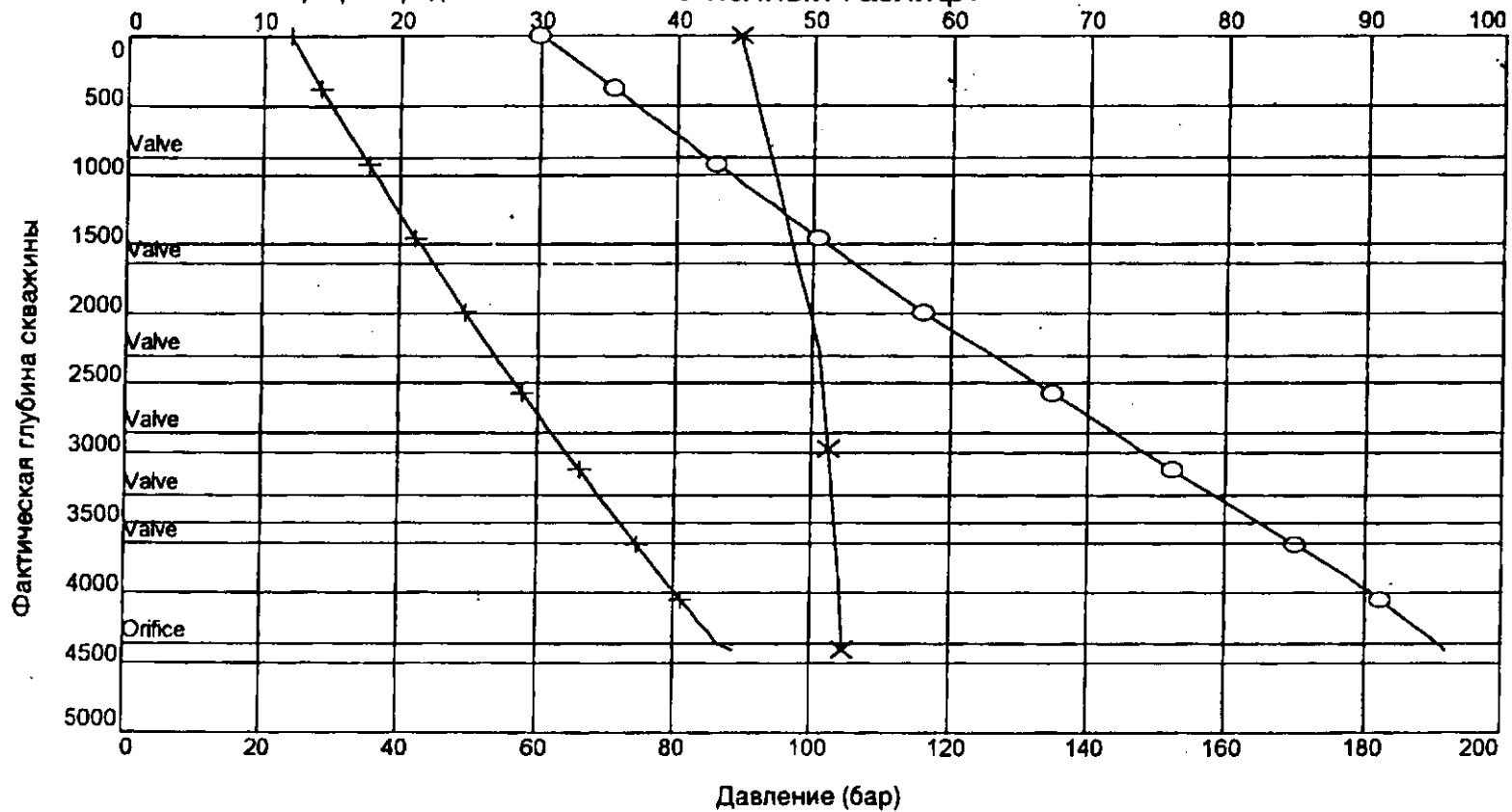


Рис.12

месторождение Бахар

График градиента скважины 149 полный газлифт



Агент:	Нефть	+ - Давление o - Температура x - Градиент газа
Поток:	Насосно - компрессорная труба	
Тип:	Производитель Хагедом Браун	
Подъем:	Газлифт - Трение - разница давлений	
Конструкция:	Обсаженная скважина	
Расход:	79,5 м3/день	Рис.13

В системе газлифта, в которой движущей силой является энергия сжатого газа, применяются 6 клапанов, расположенных на следующих глубинах (измеряемая глубина): 871 м, 1643 м, 2320 м, 2888 м, 3690 м и одно отверстие на глубине 4400 м, тогда как в случаях 1 и 2 газлифт идет только с глубины 4076 м. Для проекта были выбраны карбидовые клапаны Camco R20, чувствительные к давлению в обсадной колонне.

Преимуществом такого проекта является способность применять лифт в скважине, заполненной водой, и работать на оптимальной точке нагнетания газа в одной непрерывной операции. На рис. 12 показан график поведения повторного перфорирования скважины с газлифтом (случай 3 в таблице 9). На рис. 13 показан график градиента для скважины, работающей при давлении в обсадной колонне 11,0 МПа и используя клапаны газлифта как было указано выше. Оптимальный дебит расхода газа в этих условиях рассчитан на 99,8 тыс. м³/сут с дебитом добычи нефти 79,3 м³/сут.

Скважина 149 была выбрана для анализа, так как для этой скважины имелась детальная информация, включая результаты опробования. Скважина 149 достаточна типична для месторождения «Бахар», таким образом анализ и предлагаемые улучшения, в принципе, применимы к большинству, если не ко всем скважинам месторождения «Бахар».

Согласно этому исследованию на основании вышеизложенного можно извлечь следующие выводы:

1. Объем информации по скважинам и характеристики добычи в них во многих случаях достаточно детальны для проведения успешного анализа скважин и определения путей улучшения, используя стандартные методы и оборудование.

2. Увеличение добычи до 100% , а иногда и выше, для отдельных скважин может быть достигнуто с помощью небольшого вмешательства, например перфорация через трубы.

Первые газлифтные клапаны были спущены в скважины 164, 188, 200 и т.д.

В дальнейшем, в связи с низкими пластовыми давлениями, газлифтные клапаны стали спускать и при освоении газовых скважин. Всего с начала внедрения, газлифтные клапаны были спущены в 21-ой скважине.

В качестве примера рассмотрен отчет освоения скважин с применением газлифтных клапанов для нефтяной (188) и газоконденсатной (164).

Пример 1. Скважина 188 м/р «Бахар» вначале была продавлена при подвески 1 ряда 2 1/2" НКТ – 2110 м с применением газлифтных клапанов. Согласно расчета, расстановка газлифтных клапанов методом «ОКБ НефтеМаш» соответствовала следующим интервалам.

Расчет давления открытия клапанов:

$$P_1 = P_k \quad \Delta P = 0,5 \div 1,75 \text{ кг/см}^2$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P \quad \text{здесь } \Delta P = 0,5 \text{ кг/см}^2$$

$$P_n = P_{n-1} - \Delta P \quad \text{данным скв-не } P_k = 65 \text{ ат.}$$

Тогда,

$$P_1 = P_k = 65 \text{ ат}$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P = 65 - 0,5 = 64,5 \text{ ат.}$$

$$P_3 = P_{n-1} - \Delta P = P_2 - \Delta P = 64,5 - 0,5 = 64 \text{ ат}$$

$$P_4 = P_{n-1} - \Delta P = P_3 - \Delta P = 64 - 0,5 = 63,5 \text{ ат}$$

Расчет расстановки г/л клапанов:

$$L_1 = \frac{10 \cdot P_k}{\gamma_{ж}}, \text{ где } \gamma_{ж} = 1 \text{ кг/см}^3.$$

$$L_n = \frac{P_{n-1} - (P_{изб.} + L_{n-1} \cdot k)}{\gamma_{ж}}, \text{ где } P_{изб.} = 1; k - \text{градиент давления.}$$

$$k = 0,0185 \text{ кг/см}^2$$

$$L_1 = \frac{10 \cdot 65}{1} = 650 \text{ м}$$

$$L_2 = \frac{P_{n-1} - (P_{изб.} + L_{n-1} \cdot k)}{\gamma_{ж}} = \frac{64,5 - (1 + 650 \cdot 0,0185)}{0,1} = 510 \text{ м}$$

$$L_{n-1} = 650 \text{ м} + 510 \text{ м} = 1160 \text{ м}$$

$$L_3 = \frac{P_{n-1} - (P_{изб.} + L_{n-1} \cdot k)}{\gamma_{ж}} = \frac{64 - (1 + 1160 \cdot 0,0185)}{0,1} = 420 \text{ м}$$

$$L_n = 1160 \text{ м} + 420 \text{ м} = 1580 \text{ м}$$

$$L_4 = \frac{P_{n-1} - (P_{изб} + L_{n-1} \cdot k)}{\gamma_{жс}} = \frac{63,5 - (1 + 1580 \cdot 0.0185)}{0.1} = 330 \text{ м}$$

После освоения скважина перешла на пролет с глубины 2110 м, впоследствии при помощи метода добавок, подвеска 1 ряда была доведена до 2800 м и скважина перешла на нормальный эксплуатационный режим.

Пример 2. Скважина 164 м/р «Бахар» была продавлена при подвески 1 ряда 2 1/2” с применением г/л клапанов

Расчет давления открытия клапанов методом «ОКБ НефтеМаш» соответствовал следующим интервалам:

I кл. на глубине 820 м давление открытия 82,0 атм.

II кл на глубине 820 м давление открытия 81,5 атм.

III кл. на глубине 820 м давление открытия 81,0 атм.

IV кл. на глубине 820 м давление открытия 80,0 атм.

Расчет давления открытия г/л клапанов:

$$P_1 = P_k \quad P_k = 82 \text{ ат.}$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P = 82 - 0,5 = 81,5 \text{ ат.}$$

$$P_3 = P_2 - \Delta P = 81,5 - 0,5 = 81 \text{ ат}$$

$$P_4 = P_3 - \Delta P = 81 - 1 = 80 \text{ ат}$$

Расчет расстановки клапанов:

$$L_1 = \frac{10 \cdot P_k}{\gamma_{жс}} = \frac{10 \cdot 82}{1} = 820 \text{ м}$$

$$L_2 = \frac{81,5 - (1 + 820 \cdot 0.0185)}{0.1} = 660 \text{ м}$$

$$L_{n-1} = 820 \text{ м} + 660 \text{ м} = 1480 \text{ м}$$

$$L_3 = \frac{81 - (1 + 1480 \cdot 0.0185)}{0.1} = 530 \text{ м}$$

$$L_n = 1480 \text{ м} + 530 \text{ м} = 2010 \text{ м}$$

$$L_4 = \frac{80 - (1 + 2010 \cdot 0.0185)}{0.1} = 420 \text{ м}$$

Здесь, как в первом примере, в скважине при помощи метода добавок подвеска I ряда доведена до 3800 м, переведена на нормальный эксплуатационный режим.

Анализ работы месторождения «Бахар» за 30 лет разработки показал, что основными причинами резкого снижения отборов за последние 10 лет явилось:

1. Значительное снижение объемов с 2 млн. м³/сут. До 0,5 м³/сут и давлений с 10 МПа до 5-6 МПа в системе высокого давления, используемого на бескомпрессорный газлифт, что привело к остановке ряда газлифтных нефтяных скважин, сокращению подвесок первого ряда и значительному снижению дебитов.

2. Выбытие газоконденсатных скважин из эксплуатации по техническим причинам. Ввиду длительной работы этих скважин с большими устьевыми параметрами и отборами с кольцевого и затрубного пространства привело к разъеданию НКТ первого и второго ряда, обрыву, полету, и как следствие, преждевременному прекращению фонтанирования.

3. Отсутствие оборудования и механизмов для работы на глубоких скважинах месторождения «Бахар» не позволило своевременно произвести сложные ремонты на этих скважинах.

Было проанализировано 133 скважины, в которых производился капитальный и подземный ремонт, из которых в 30 скважинах (согласно документации цеха капитального и подземного ремонта) были выявлены явления карродирования насосно-компрессорных труб, из-за чего скважины выбыли из эксплуатации (либо из-за стирания НКТ в теле или резьбовых соединениях, либо из-за полета НКТ, произошедшего в результате карродирования).

Скв. № 188

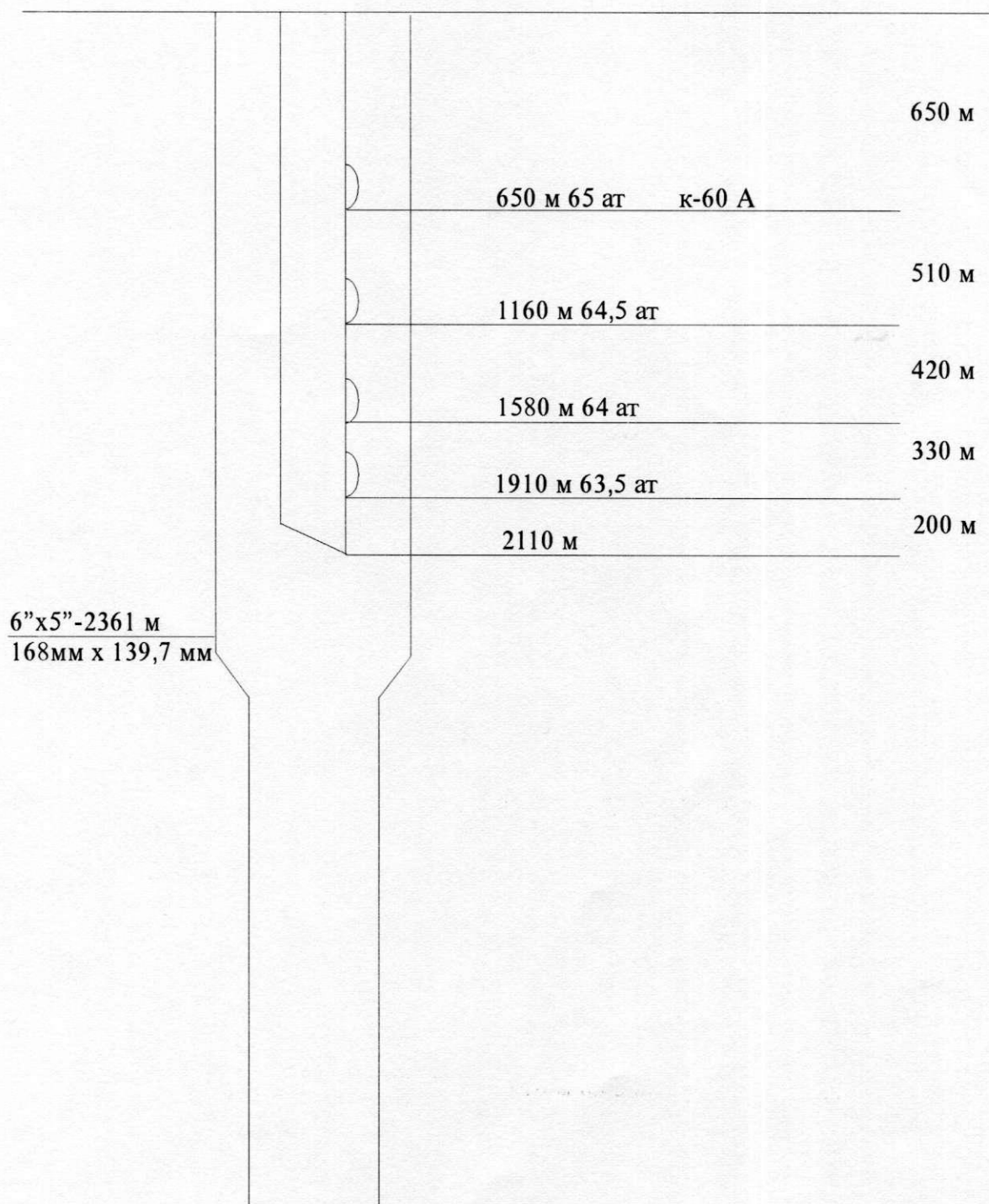


Рис.14

Скв.№ 164

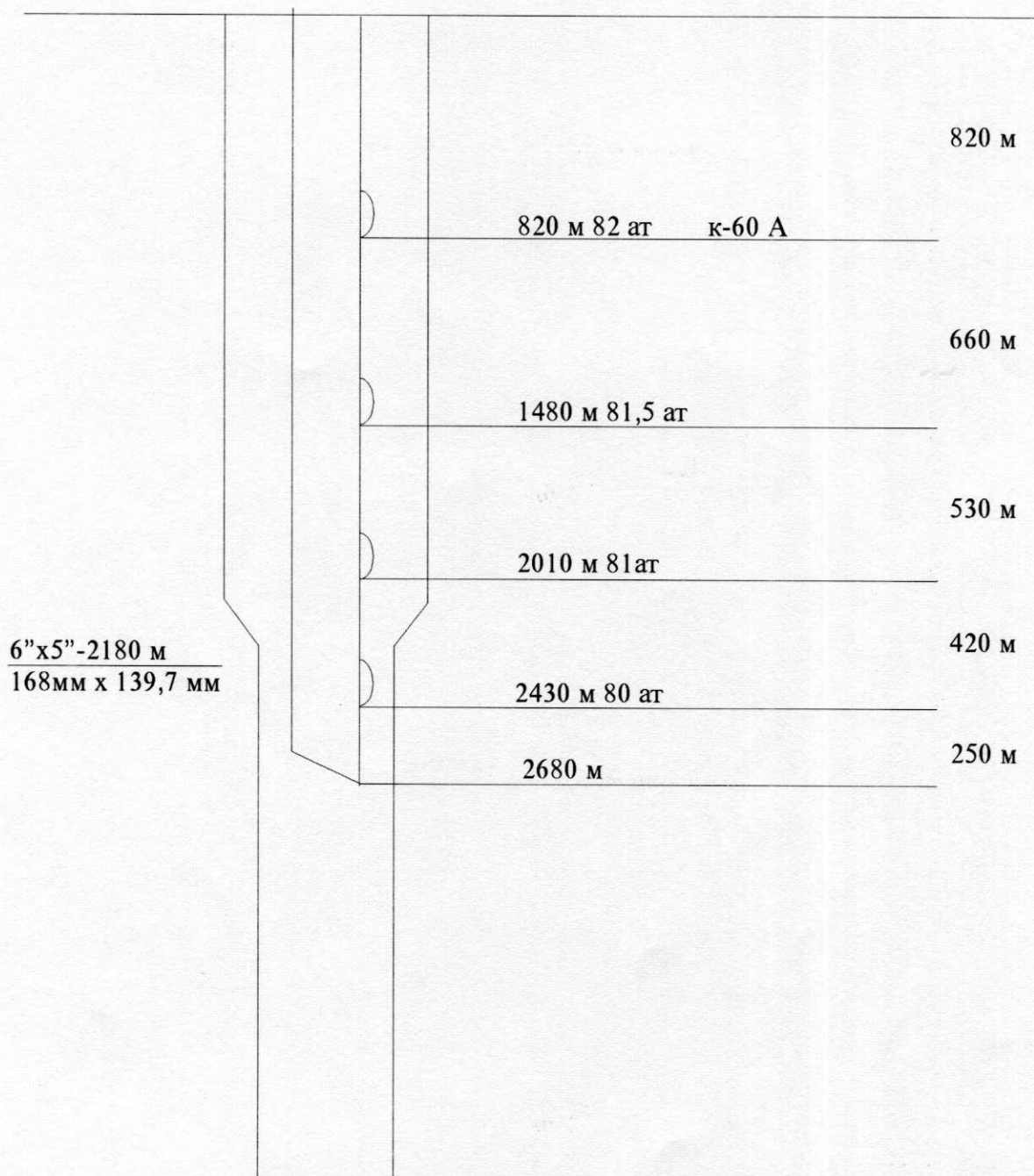


Рис.15

Перечень вышеупомянутых скважин приведен в таблице. Из таблицы видно, что в 13 скважинах (8,3,315,27,46,57,64,103,105,145,155,170,173) наблюдалось разъедание лифтовых труб в теле, в 10 – (11,18,40,48,76,106,109,167,169,172) произошел полет лифтовых труб в результате карродирования либо в теле, либо в резьбе и в 7- (20,65,126,127,134,168,200) лифтовые НКТ были разъедены в резьбовом соединении.

Анализ показал, что карродирование насосно-компрессорных лифтовых труб происходит преимущественно в газовых скважинах 80%. Либо из скважины извлекают НКТ с признаками коррозии, либо происходит полет НКТ в результате изнашивания труб или в теле и в резьбе.

Причем вышеупомянутые явления почти во всех случаях наблюдаются в скважинах, где межремонтный период превышает более, чем один год (от 2 до 5 лет).

Карродирование НКТ происходит ввиду нахождения последних, без наличия антикоррозийного покрытия в агрессивной пластовой среде (газ, пластовая вода, наличие в продукции песка) и эксплуатации скважин через цент, так и через затрубное пространство, в связи, с чем происходит двустороннее стирание тела труб.

Перевод на эксплуатацию газлифтных скважин однорядным лифтом с газлифтными клапанами и мандрелями на месторождении «Гум-дениз» способствовал экономии насосно-компрессорных труб, спускаемых для освоения и эксплуатации и позволял осуществлять плавный запуск скважин без применения воздушных подушек и разрядок, отрицательно влияющих на пласты. Анализ, проведенный в период с 1990 по 1998 год включительно, показал, что основными причинами, приводящими к выбытию, являлись следующие:

- пробкообразование;
- обводнение;
- прихват НКТ первого ряда;
- слом эксплуатационной колонны;

-парафинообразование и солеобразование;

Восстановление скважин в эксплуатацию, капитальный ремонт их, в основном по ниже приведенным схемам:

при пробкообразовании – промывкой песчаной пробки 2 ½, либо 1 ½ карандашным мунштуком или фрезером, либо разбуркой долотом с выносом песка через затрубное пространство и подъемом подъемника (с применением ПАВ или нефти).

при обводнении – установлением цементного моста над верхними дырами фильтра при осуществлении возвратных работ, и производством изоляционных работ через существующие дыры фильтра либо на нефтяной, либо на водяной основе с вымывкой или разбуркой цемента до необходимой глубины в случае восстановления своего объекта (с дополнительной перфорацией при отсутствии притока, либо без нее – при наличии притока).

в случае прихвата НКТ первого ряда ремонтно-восстановительные работы приводятся, в основном, с помощью расхаживания или отворачивания прихваченных НКТ различными ловильными инструментами с применением промывки водой, нефтью или разбуривания пробки.

при сломе эксплуатационной колонны основным способом является изоляция слома по Перкинсу или полуперкинсу с последующей вымывкой или разбуркой цемента.

При парафинообразовании и солеобразовании основной способ – извлечение НКТ первого ряда либо с промывкой, либо с разбуркой с последующей заменой запапарафиненных и засоленных НКТ.

Анализ показал: за упомянутый период осуществлено 459 ремонтов газлифтных скважин месторождения после их выбытия из эксплуатации. Из общего количества проведенных ремонтов основная доля приходится на пробкообразование 48,6% (323 ремонта), проявляющие себя в последние годы разработки достаточно часто в связи с длительностью разработки месторождения и сильной дренированностью разрабатываемых объектов и обводнением – 40,5% (186 ремонтов) из-за достаточно высокой обводненности

их варьирующее от 90 до 94,6% и в среднем составляющей 92%. И лишь 7,4% (34 ремонта) проводились из-за прихвата НКТ первого ряда, 2,4% (11 ремонтов) из-за слома эксплуатационной колонны и 5,1% (5 ремонтов) из-за солеобразования и парафинообразования.

Анализ причин выбытия показал, что 37 проведенных капитальных ремонтов 48,6% (18 ремонтов) приходится на ремонты из-за пробкообразования (в скважинах 450,417- дважды, в скважине 524 - трижды), 40,6% (15 ремонтов) из-за обводнения (в скважинах 439,406 – два раза, 450,167 – три раза). Указаны как один скважино ремонт и 10,8% (4 ремонта) из-за прихвата НКТ первого ряда.

Ниже в таблицах 11 12 приводится динамика изменения проведенных капитальных ремонтов по годам на месторождениях «Гум-дениз» и «Бахар».

Таблица 9

*Капитальный ремонт скважин месторождения «Гум адасы»**1990-1998 года.*

Годы	№№ скважин	Количество капитальных ремонтов	Количество скважино Ремонтов
1990	415,270,439,361,425,387,369,522,355,398,16,407,530,265,417,357, 66,174.	22	18
1991	89,355,389,424,318,381,397,368,277,435,183,369,246,163,270,114, 398,223,16,372,261,113,354,423,407,425,348,522,358,365,174,441, 276,524,234,311,421,352,426,167,123,338.	67	42
1992	234,373,261,532,435,167,425,172,381,426,524,397,322,421,369,352, 311,321,398,250,389,420,406,513,522,439,409,211,210,74,223,359	57	32
1993	398,369,450,20,524,246,89,352,74,522,381,397,234,276,530,435,354,385,1 22,399,410,311,368,66,372,421,359,172,167,74,420,117,295,16,338	74	35
1994	369,62,529,439,369,122,172,295,406,85,66,265,397,354,234,398,321,532,5 22,415,381,368,450,441,398,223,412,20,530,62,446,234,452, 295,426	62	35
1995	234,295,373,425,530,163,365,451,372,368,20,172,16,348,389,406, 403,439,114,265,441,417,224,359,369,338	40	26
1996	439,322,381,345,450,397,524,295,74,409,397,444,452,426,524,338, 373,276,163,403,362,322,414,398,530,369,425,66,122	57	29
1997	167,385,450,524,452,276,406,529,362,403,441,522,439,265,520,530, 397,381,369	43	19
1998	109,398,524,520,406,167,522,450,417,451,439,529,369,438,276,241, 452,441,348,163	37	20

Таблица 10.

Капитальный ремонт скважин месторождения «Бахар»

Года	№№ скважин	Количество капитальных ремонтов	Количество скважино ремонтов
1971	10,11,14,20,21	7	5
1972	3	2	1
1973	9,45	6	2
1974	14,20,25,40	4	4
1975	3,21,46,48,72,105	7	6
1976	22,46	4	2
1977	30,77,105	5	3
1978	46,50,52,106	6	4
1979	16,50,57,56,105,106,100	12	7
1980	14,18,26,27,58,63,64,105,115,129	14	10
1981	14,16,22,20,50,56,71,129,136,142	22	10
1982	8,9,24,26,56,72,74,139,140,143,144	20	11
1983	16,22,56,66,67,107,10,8109,116,119,120,122,129,134,141,142,145,52,1153	24	19
1984	8,24,46,54,103,108,109,118,120,122,124,130,135,144,155,175,176	23	17
1985	57,66,78,11,148,156,163,167,168,176,177	26	12
1986	24,56,65,66,72,74,83,101,120,123,126,137,139,148,149,157,162,169,174,175,177,178,179,187	43	25
1987	15,16,30,46,54,101,106,116,122,124,127,130,137,141,143,148,125,162,163,166,169,170,172,174,177,182,192	45	28
1988	11,16,20,21,22,40,48,56,67,70,87,102,106,120,122,129,130,141,142,143,144,145,149,153,158,168,173,176,178,181,188,189	52	32
1989	11,54,56,67,72,87,101,110,126,134,142,143,148,155,165,175,176,178,180,182,188,190,193,203	34	
1990	8,57,64,65,66,83,108,109,119,122,124,144,153,165,166,169,172,175,177,178,180,181,182,183,188,189,191,194,203,206	55	24
1991	18,22,57,64,70,103,107,11,122,124,126,134,135,143,146,153,167,173,177,179,182,183,187,193,194,196,200,207,216	44	30
1992	56,58,66,83,107,108,11,116,118,139,145,164,168,171,172,173,174,179,183,189,191,193,197,203,211	43	30
1993	11,13,46,64,77,78,102,111,125,134,144,152,165,170,171,172,174,187,189,191,200,203,208	41	25
1994	21,24,72,122,135,136,139,140,149,152,155,157,158,162,163,164,165,169,171,180,181,185,191,193,203,211	37	26
1995	54,77,87,125,137,139,140,144,146,149,152,153,157,158,164,165,181,185,188,198,200,208,211,238	39	27
1996	115,124,134,135,139,142,145,148,158,163,167,173,176,187,189,190,200	32	24
1997	3,8,77,102,108,109,124,125,135,136,140,142,144,148,157,163,164,169,170,171,176,180,189,211,216	43	18

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НАДЕЖНОСТИ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Специфика разработки морских нефтегазовых месторождений предъявляет особые требования к технологии и технике применяемых способов добычи. Темпы разработки эксплуатационных морских месторождений таковы, что приводит к быстрому падению пластовых давлений и переходу на механизированные способы добычи.

В условиях морской нефтеотдачи особую роль играют вторичные способы воздействия на продуктивные толщи. Выбор наиболее рационального способа, обеспечивающего активный приток нефти или газа к эксплуатационной скважине, создает предпосылки для нормального режима эксплуатации скважины и эффективности работы внутрискважинного и наземного оборудования.

Наиболее требовательным в этом отношении является газлифтный способ добычи. Поэтому первоочередной задачей является расчет количества режима работы сети нагнетательных скважин, создающих "языки" притока нефтегазовой смеси к эксплуатационным скважинам.

В целях широкого внедрения метода одновременно-раздельной закачки воды в два-три пласта через ствол одной скважины предложен метод конструкций подземного оборудования для нагнетательных скважин, в той или иной мере отвечающих указанным выше требованиям (оборудование конструкции «ВНИИнефть», «ТатНИПИнефть», «Гипротюменнефтегаз», «АзИНмаш», ОКБРЭи др.). При замене 102 мм лифтовых тру на 73 мм образования железистых сальников в затрубном пространстве встречаются довольно редко. Эти наблюдения позволили рекомендовать 73 мм лифт взамен лифта 102 мм, что и нашло применение при оборудовании нагнетательных скважин месторождения «Нефт Дашлары» :

При внедрении оборудования указанных конструкций (ЗУФК-168 и ЗУФК-168 БР) необходимо 102 мм лифт заменить на лифт диаметром 73 мм.

Кроме того, внутри 102 мм необходимо спустить еще две колонны концентрических насосно-компрессорных труб диаметром 73 и 37 мм.

Учитывая, что в течении нескольких месяцев эксплуатации стенки лифтовых труб покрываются коррозионной коркой толщиной в несколько миллиметров, то что существующий весьма малый зазор быстро забьется и извлечь трубы окажется практически невозможно. Как видно из таблицы 1 даже в обычных нагнетательных скважинах в течении двух лет эксплуатации происходит прихват 73-мм лифтовых труб в 168-мм эксплуатационной колонны, в связи с их эксцентричным расположением.

Сопоставление результатов работы нагнетательных скважин, оборудованных различной конструкцией лифтовых труб, показывает, что применения трехрядной конструкции для одновременно-раздельной закачки воды в два горизонта приемливо лишь только в случае использования труб, покрытых полимерными материалами или лакопокрасочными материалами. При этом требуется двустороннее покрытие труб.

Следующей, является задача по созданию рационального режима работы газлифтного подъемника, обеспечивающего по структуре однородный и непрерывный поток газожидкостной смеси от башмака до устья скважины с наиболее высоки КПД.

Для стабилизации рабочих режимов газлифтных скважин и увеличения добычи, как показали исследования [2], необходимо создать целесообразную структуру перемешиваемой газожидкостной смеси. Это становится возможным при диспергировании (измельчении и отделении газовых пузырей) смеси с использованием различных диспергирующих устройств. Известны различные типы- эжекторные, шайбовые, винтовые и др. Виды статических диспергаторов, которые располагаются на определенных расстояниях от башмака колонны. Но их применение затруднено в глубоких скважинах, где

требуется их большое количество, так как эффект от каждого устройства бывает незначительным.

Учитывая данное обстоятельство Ф.А.Гусейнов, А.Б.Сулейманов, В.Г.Гусейнов и др. Предложили новый метод освоения глубокозалегающих нефтяных и газовых горизонтов (патент Р-990015 от 18.02.98 года) заключающийся в том, что в скважину опускается однорядный лифт, устье скважины герметизируется фонтанной арматурой. Снижение уровня в скважине производится за счет замены жидкости (воды) газом и пенообразным реагентом. Циркуляция через НКТ смесь газа с пенообразной жидкостью позволяет за счет снижения забойного давления ниже пластового обеспечивать поток флюидов из залежи и работу пласта в целом. После этого подача газа переводится в затрубное пространство и устанавливается оптимальный технологический режим скважины.

Нами предложен новый способ газлифтной добыче нефти и устройство для его осуществления (Н.Г.Пашаев, А.Б.Сулейманов, В.Г.Гусейнов и др. Патент Р-970045 от 28.07.97 года, который заключается в том, что рабочий агент подается в затрубное пространство между первым и эксплуатационной колонной, образуемая при вытеснении газожидкостная смесь проходит через предложенное устройство (рис.16) поступает в первый ряд, аэризирует жидкость, поступающую через второй ряд.

Устройство состоит из специального переводник, который крепится в I ряду НКТ согласно определенного динамического уровня в данной скважине в нижней части которого крепится II ряд НКТ. Для циркуляции устройство оборудовано специальным отверстием соединяющий кольцевое пространство с центром I-го ряда.

Устройство газлифтного способа добычи нефти позволяет создать двухрядную конструкцию подъемника в хвосте первого ряда, позволяющую спуск НКТ до фильтра, что обеспечивает вынос жидкости с забоя скважин.

Основной задачей подготовки рабочего агента-газа, перед закачкой в скважину, является его обработка и компримирование. В процессе обработки

СПОСОБ ГАЗИФНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И УСТРОЙСТВО
ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

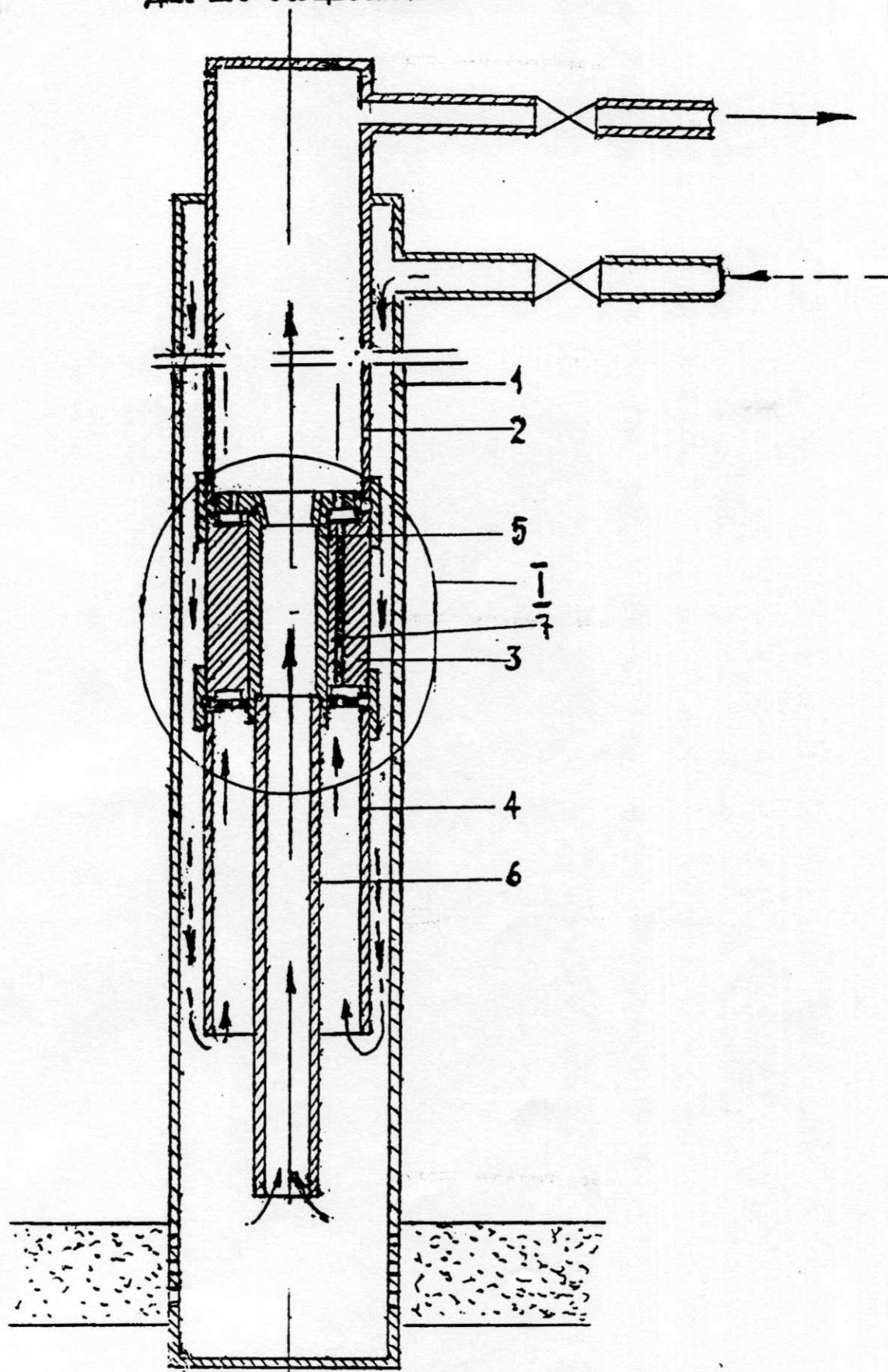


Рис.16

газ подвергается тщательной очистки от посторонних примесей и осушки. Отделение влаги из конденсата осуществляется в сепаратных условиях и в трапах, от надежности работы которых зависит качество газа, подаваемого на приемную линию компрессорных агрегатов

Известно, что детали изготовленных из различных марок стали, в т.ч. из стали 2*13 для нефтепромыслового оборудования, в гидратоабразивной среде менее работоспособны, чем детали, изготовленные из стали 38ХМЮА с последующей азотацией и 38ХМЮА с последующей закалкой ТВЧ.

Учитывая повышенную износостойкость стали 38ХМЮА, были изготовлены опытные затворы и седла из указанной стали в количестве 10 комплектов (затвор и седло). Пять пар из них затем было подвергнуто азотации, а пять других пар- закалке ТВЧ.

Опытные образцы затворов и е=седел испытывались в трапном парке НГДУ «им. Н.Нариманова». Результаты испытаний показали, что затворы и седла изготовленные из тали 38ХМЮА с последующей азотацией, работают в 3-4 раза дольше, чем серийные. Средний срок их службы составляет 800 часов. Средний же срок службы затворов и седел. Изготовленных из стали 38ХМЮА с последующей закалкой ТВЧ. Составляет 700 часов.

Конструкция опытных образцов была такой же, как и в обычных серийных конструкциях, а опытных седел была несколько изменена с целью уменьшения площади затвора к седлу.

Таким образом, изготовленные затворы и седла углового клапана из стали марки 38ХМЮА с последующей азотацией и 38ХМЮА с последующей закалкой ТВЧ позволило повысить долговечность угловых клапанов при работе их в гидроабразивной среде в 3-4 раза.

Тщательный анализ причин выхода из строя составных элементов компрессорного оборудования, а именно составляющих их наибольшую долю прямоточных и запальных свечей, показал следующее.

Конструкция прямоточных клапанов, которыми оснащаются только поршневые газомоторные компрессоры имеет существенный недостаток - наличие запорных элементов пластин, которые подвергаясь знакопеременными циклическими нагрузками при открытии и закрытии, постепенно теряют свою эластичность и ломаются.

Однако существует несколько объективных причин, которые оказывают значительное влияние на долговечность пластин. Эти причины связаны непосредственно с качеством работы системы подготовки рабочего агента - газа, системы смазки и системы охлаждения. Загрязнение компримирующего газа посторонними примесями, влагой и маслом резко снижают эффективность работы компрессорного агрегата, особенно 1-й ступени. Влага, попадающая в газ при плохой сепарации, при входе в цилиндр, превращается в мелкие частицы-капли воды, которые мгновенно испаряясь, увеличивают температуру газа. Частицы масла, попавшие на поверхность цилиндра быстро выгорают, оставляя твердые частицы нагара. Если к тому же, система охлаждения компрессорных цилиндров недостаточна эффективна, не отводя достаточного количества тепла, то становится очевидным причина частого отказа клапанов.

Попадание частиц масла в виде тумана или мелких капелек в зону картера и силового цилиндра, где имеется наиболее высокая температура агрегата, становится основной причиной нагарообразования запальных свечей и их выхода из строя.

Что касается отказов остальных составных частей, имеющих немного и меньшую долю, здесь также в значительной степени играют роль вышеназванные вспомогательные системы. Таким образом, на данной стадии состояния парка компрессорного оборудования, при нынешнем дефиците нового оборудования и запасных частей, основным методом повышения эффективности работы и надежности ГМК является разработка и применение наиболее эффективной системы технического обслуживания и ремонта всего комплекта наземного оборудования с тем, чтобы обеспечить четкую и бесперебойную работу газлифтной системы.

4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ГАЗЛИФТНОЙ СИСТЕМЫ

Проведенный анализ низкой эффективности работы газлифтной системы, поиск путей решения технических и технологических задач привели к разработки новых мероприятий и технических устройств, которые упомянуты в предыдущих разделах данной работы.

Низкая эффективность компрессорных станций по выработке сжатого газа с КПД 50% и менее во всех нефтегазодобывающих предприятиях ГНКАР, вызванная длительным периодом эксплуатации и износом парка компрессорных станций с одной стороны и большие удельные расходы сжатого газа на 1 т. добываемой нефти с другой стороны значительно завышают себестоимость нефти добываемой компрессорным способом.

Расходы на энергию по извлечению нефти (сжатый газ) составляют 24,7% от общих затрат (таблица 11)

Таблица 11

*Калькуляция себестоимости добычи нефти и газа на 1998 год по
НГДУ «Гум адасы»*

	Всего затрат, нефть и газ, тыс. манат	На 1 т. нефть и газ, тыс. манат	%	Всего затрат, нефть, тыс. манат	На 1 т. нефть и тыс. ман ат	%
Валовый продукт	149547293	85735	100,0	75418162	592966	100,0
В т.ч. -Расходы на энергию по извлечению нефти (сжатый газ)	18625390	10678	12,5	18625390	146438	24,7
-Расход по искусственному воздействию по пластам	2775739	1591	1,9	2775739	21824	3,7
Транспортные затраты	22049041	12641	14,7	9175600	72142	12,2
Содержание КГРС	12045608	6906	8,1	6022804	47354	8,0
Общепромысловые затраты	37956188	21760	25,4	19277703	151569	25,6

Наряду с текущими затратами, состояние компрессорных станций требует новых капиталовложений на реконструкцию и обновление существующей коммуникации и оборудования системы компрессорного хозяйства, что в свою очередь приведет к дальнейшему увеличению себестоимости сжатого газа и нефти в целом.

Осложнения в процессе эксплуатации газлифтным способом вызванные техническими и технологическими условиями на поздней стадии разработки (пескопроявление, большие депрессии, прихват колонны труб с газлифтными клапанами и т.д.) приводят к увеличению продолжительности капитальных ремонтов скважин и затраты на них. Стоимость капитальных ремонтов составляет 8% от общих затрат на добычу нефти.

Так например, капитальный ремонт скважины 3 месторождения "Бахар" по ликвидации железистого сальника было начато 1 августа 1996 года и 24 мая 1997 года ремонтные работы были остановлены по техническим причинам и скважина была ликвидирована. На восстановление и проведение ремонтных работ было затрачено 813,6 млн.манат.

Капитальный ремонт скважины 85 месторождения «Зых» по ликвидации прихвата НКТ с газлифтными клапанами был начат 25 апреля 1998 года, по состоянию на 01.06.99 года работы не завершены. Стоимость восстановительных работ за этот период составил 643,3 млн. манат или 13% от стоимости новой аналогичной скважины из бурения.

Большая разбросанность стационарных платформ на площади с единичными скважинами требует дополнительных коммуникаций для их эксплуатации, а также дополнительных затрат на морской транспорт и т.д., что приводит к увеличению себестоимости добываемой нефти газлифтным способом.

Анализ расходов сжатого газа на извлечение жидкости по месторождениям Каспийского моря показал, что объекты подверженные водному воздействию, а также залежи с высокими статистическими и динамическими уровнями имеют значительно меньшие удельные расходы на 1

т. Например, на месторождении Говсаны за счет увеличения давления в системе газлифта с 0,5 МПа до 6,5 МПа, увеличились отборы жидкости и снизился удельный расход на 1 т. добываемой жидкости до 388 м³/т, что составляет 60,3% от расхода по НГДУ.

Расходы на поддержание пластового давления по сравнению с расходами на механизированный способ добычи незначителен (3,7%) и увеличение объемов закачки воды для этих целей с учетом 100% утилизации добываемых пластовых вод на месторождениях не приведет к увеличению себестоимости нефти.

Анализируя вышеизложенное, необходимо отметить, что существующая система компрессорного хозяйства не соответствует современным и экономическим требованиям и нуждается в реабилитации.

Наиболее рациональным с нашей точки зрения обеспечивающим экономию сотни миллионов долларов США является метод бескомпрессорного газлифта. Наличае перспективных структур в Азербайджанском секторе Каспийского моря, таких как «Шах-дениз», «Везирова», «Бахар-2» и др. С большими запасами природного газа могут обеспечить потребность в газе высокого давления для бескомпрессорной эксплуатации на протяжении нескольких десятков лет.

Наличае высокого давления «Бахар» позволил внедрить метод бескомпрессорного газлифта на нефтяных скважинах месторождения, а также использовать его на протяжении многих лет на соседнем месторождении (на расстоянии 20 км) «Гум-дениз»

Ремонт технически осложненных скважин, требующих длительного ремонта, на что потребуются большие капитальные затраты и инвестиции, необходимо осуществлять после экономического обоснования эффективности работ по восстановлению.

С целью оптимизации газлифтного подъемника предлагается изменить конструкцию подъемника согласно новых методов газлифтной добычи

(например патент Р-970045) обеспечивающих экономию и снижение удельного расхода газа на 1 т. добываемой жидкости.

Решение комплекса технологических и технических задач защищено рядом авторских свидетельств и патентов.

Наиболее значительными из них являются:

Скважинный песочный фильтр (авт. свид. N874990) внедрение которого дало только по НГДУ «Абшероннефть» в 1996 году экономический эффект 271764627 манатов и дополнительно 1121 т. нефти

В 1997 за первое полугодие -370626179 манатов и 1976 т.

За второе полугодие 281775727 манатов и 1345,8 т.

Внедрение динамического диспергирующего устройства по НГДУ «Нефть Дашлары» за 6 месяцев 1997 г:

Экономический эффект 11247838 манат и дополнительно 1383,8 т. нефти , а по НГДУ «Абшероннефть» за тот же период:121888719 манат и 328 т. нефти.

Значительную экономию дали внедрения в практику: патент NP970045 "Способ газлифтной добычи нефти и устройство для его осуществления" и патент NP970044"Устройство для очистки скважин от песчаной пробки".

ВЫВОДЫ

По результатам проведенных работ по повышению эффективности эксплуатации и надежности оборудования для газлифтной добычи нефти и газа можно заключить следующее.

1. Проведен анализ и дана оценка современного состояния проблемы эффективности газлифтного способа добычи нефти и газа.

2. Сделан вывод о необходимости применения системного подхода к названной проблеме и решения комплекса технологических и технических задач.

3. Проведено исследование эффективности работы и надежности отдельных звеньев системы и разработаны мероприятия, специальные технические устройства, значительно повысившие ее технологический и технический уровень и надежность.

4. Новые технологические и технические решения внедрены на многих нефтегазодобывающих предприятиях ПО ДНГ на море.

Только от внедрения динамического диспергирующего устройства по НГДУ «Нефт Дашлары» и НГДУ «Гум адасы» в 1997 г. Получено дополнительно 3059 т. нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Т.И.Абдуллаев, В.Г.Гусейнов. Водное воздействие на газоконденсатные залежи месторождения «Бахар» АНХ №6 ,Баку,1999
- 2.Агаларов Д,М.,Алиев Ш.Н.,Алиев Н,И,Алиев Р.М.,Гусейнов В.Г.,Курбанов М.А. «Скважинный точный фильтр» Авторское свидетельство №874990 от 17.03.1980
- 3.Э.Н.Алиханов Нефтянные и газовые месторождения Каспийского моря. Баку, Азернешр, 1964,383 с.
- 4.С.С.Алескеров,В.И.Алибеков,С.М.Алиев и др. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. Недра,1971, 198 с.
- 5.А.Д.Амиров. Техника и технология освоения и эксплуатация глубоких скважин. Недра, 1970,с.120-125
- 6.В.Г.Гусейнов «Повышение эффективности эксплуатации и надежности оборудования для газлифтной добычи нефти и газа» Издательство Бакинского Университета,1998
- 7.Ҳусејнов В/Г вә башг/ «Гујуну гум тыхачларындан тәмизләмәк үчүн гурғу». Мүәллифлик шәһадәтнамәси №970044; илк тарихи 27.09.95.
8. Ҳусејнов В/Г вә башг. «Газлифт нефтчыхарма усүлу вә онун јеринә јетирилмәси үчүн гурғу » Мүәллифлик шәһадәтнамәси №970045; илк тарихи 27.09.95.
- 9.С.Д.Ибрагимов, С.С.Ахмедов, В.Г.Гусейнов «К вопросу одновременной закачки воды в два горизонта через одну скважину» Азербайджанское Нефтяное хозяйство. 1976, №6-с.27-29
- 10.Г.Июким Добыча нефти и газа. М.,Недра,1966,с.155-176.
- 11.Л.Б.Листенгартен Комплексное проектирование разработки морских месторождений. М.,Недра,1987,192с.
- 12.А.М.Мамед-заде,Т.Ш.Салаватов,Л.Р.Эйдельман. , Регулирование неравновесных процессов магнитными и электрическими полями. Тем. сб.

науч. тр. :неравновесные эффекты и нелинейные волны в нефтегазодобыче. Баку, Изд. АЗНЕФТЕХИМ, 1984.

13. Ф.А.Мамедов. Обустройство морских нефтяных и газовых месторождений. Баку, Элм, 1997, 140с.

14. Э.А.Мамедов, Б.М.Ахмедов, В.Г.Гусейнов «Анализ работы оборудования при газлифтном (компрессорным) способе добычи нефти» Азербайджанское нефтяное хозяйство.-1974-№7.38-42.

15. Э.А.Мамедов, С.С.Ахмедов, В.Г.Гусейнов. «Основные причины неполадок в работе угловых клапанов и повышение их долговечности». Азербайджанское нефтяное хозяйство.-1975-№2.с.59-61.

16. Э.А.Мамедов, Н.И.Мамедов, Я.Г.Ахундов. Вопросы разработки и увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Нефтяные камни. АНХ № 12, 1977, с.37-42.

17. А.Х.Мирзаджанзаде и др. Технология добычи природного газа. М., Недра, 1987, 411 с.

18. А.Х.Мирзаджанзаде, Н.А.Алиев, Х.Б.Юсифзаде, Т.Ш.Салаватов, А.Ч.Шейдаев. Фрагменты разработки нефтегазовых месторождений. Баку, Издательство Элм, 1997, 408 с.

19. А.Х.Мирзаджанзаде. Методическое руководство по анализу технологических процессов при разработке морских нефтяных, газлвых и газоконденсатных месторождений. Баку, Изд. АЗИНЕФТЕХИМ, 1982.

20. А.Х.Мирзаджанзаде, Л.Б.Берман, В.Н.Мартос, В.М.Рыжик. К вопросу о возможности повышения газо и конденсатоотдачи путем внутриконтурного заводнения газоконденсатных месторождений.

21. А.Х.Мирзаджанзаде, А.Г.Ковалев, Л.А.Кочетков и др. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1969, 230 с.

22. А.Х.Мирзаджанзаде, Э.С.Садых-заде, Э.Э.Рамазанов и др. Методическое руководство по анализу технологических процессов при

разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Ч.1. Баку, Изд. АЗИНЕФТЕХИМ, 1983,250 с.

23.А.Х.Мирзаджанзаде, Ф.М.Багирзаде, Г.С.Степанова и др. Прикладная геохимия нефти и газа. Баку: Азгосиздат.,1985, 291 с.

24.А.Х.Мирзаджанзаде, Г.С.Степанова. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.недра, 1977, 228 с.

25.А.Х.Мирзаджанзаде, Г.С.Степанова, Р.М.Саггаров. Методическое руководство по диагностированию технологических параметров разработки газовых и газоконденсатных месторождений, М.ВНИИ, 1978,96 с.

26.А.Х.Мирзаджанзаде А.Х., И.М.Аметов, М.Ф.Путилов и др. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин. М., изд-во ВНИИ, 1987, 46 с.

27.И.М.Муравьев, Р.С.Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. М., недра, 1970, 446 с.

28.Н.Б.Нуриев. Интенсификация добычи нефти на месторождений Каспия. АНХ, №2-3,1998, с.39-41.

29.Н.Б.Нуријев. Гујуларын истисмары заманы галдырычы боруларын тутулмасынын сәбәбләри һаггында. АНТ, №4, 1977, с.28-31.

30.Сүлејманов Ә.Б. ,Пашаев И.П. ,Гурбанов Н.О. , Һусејнов В.Г.,Нуријев Н.Б. «Газлифт гујуларында механики дисперсија гујуларынын тәдгигинә даир» Азербайжан нефт тәсәррүфаты. - 1995, №11-12.-с.49-53.

31.А.Б.Сулейманов. Исследование факторов, влияющих на частоту пробкообразования. АНХ №7, 1987, с.14-15.

32.А.Б.Сулейманов, Р.П. Кулиев, Э.И.Саркисов и др. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. М. Недра, 1986, 285 с.

33.А.Б.Сулейманов. Использование современных способов борьбы с пескопроявлением - путь к росту добычи нефти. АНХ, №4, 1977,с.24-28.

34. А.Б. Сулейманов, Н.Г. Мамедов, А.М. Ширинов, А.А. Сулейманов. Результаты исследования влияния степени вскрытия пласта на эксплуатационные показатели скважин. АНХ №9, 1993, 279 с.

35. А.Ч. Шейдаев, Н.Г. Керимов. О возможном механизме пескопроявления. АНХ, №4, 1996, с.27-30.

36. Х.Б. Юсифзаде. Разработка и разведка морских нефтегазовых месторождений. Азернешр, Баку, 1979, 279 с.