

*Деряев А. Р. к.т.н.,  
старший научный сотрудник,  
Научно-исследовательский институт  
природного газа ГК «Туркменгаз»,  
г. Ашгабат, Туркменистан*

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ, ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
И РАСЧЕТ ГАЗЛИФТНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ ДЛЯ  
ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
СКВАЖИН**

*Аннотация: В статье на основании лабораторных исследований дается обоснование области применения, эффективности, надежности и возможности максимального извлечения запасов нефти из многопластовых нефтегазовых горизонтов с большой глубиной залегания, сложенных слабосцементированными породами.*

*Также в статье рассмотрена возможность использования различных способов механизированной добычи нефти применительно к условиям месторождения Алтыгуйы. Приведены расчеты для периодического газлифта, применительно к условиям эксплуатации месторождения Алтыгуйы, где рекомендуется оборудовать скважины камерой замещения однорядным лифтом с установкой в нижней части НКТ пакера и обратного клапана. Представлена методика проектирования газлифтных подъемников, включая расстановку пусковых и рабочих клапанов, в соответствии со стандартными с учетом свойств пластовых флюидов и проектируемых дебитов скважин.*

*По результатам проведенных исследований выполнено обоснование выбора внутрискважинных оборудовании с учетом необходимости осуществления одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).*

*Ключевые слова: дыра фильтра, плотность нефти, отбор жидкости, газлифт, эжектор, сила тяжести, жидкость, газлифтный клапан, высота подъема жидкости, пластовый флюид.*

*Deryaev Annaguly Rejepovich, c.t.s,  
Senior Researcher,  
Scientific Research Institute of Natural Gas  
of the State Concern „Turkmengas”*

## **JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF RECOMMENDED METHODS OF OPERATION, DOWNHOLE EQUIPMENT AND CALCULATION OF GAS LIFT LIFTS FOR DUAL COMPLETION WELLS**

*Abstract: Based on laboratory studies, the article substantiates the scope of application, efficiency, reliability and the possibility of maximum extraction of oil reserves from multi-layer oil and gas horizons with a large depth of occurrence, composed of weakly cemented rocks.*

*The article also considers the possibility of using various methods of mechanized oil production in relation to the conditions of the Altyguyi field. Calculations are given for a periodic gas lift, in relation to the operating conditions of the Altyguyi field, where it is recommended to equip wells with a single-row replacement chamber with a packer and a check valve installed in the lower part of the tubing. The method of designing gas lift lifts, including the arrangement of starting and working valves, in accordance with the standard ones, taking into account the properties of reservoir fluids and projected well flow rates, is presented.*

*Based on the results of the conducted research, the justification of the choice of downhole equipment was carried out, taking into account the need for of dual completion (DC).*

*Keywords: filter hole, oil density, liquid extraction, gas lift, ejector, gravity, liquid, gas lift valve, liquid lifting height, reservoir fluid.*

На месторождении Алтыгуйы проявляется ряд геолого-промысловых, природно-климатических и технологических факторов, которые характеризуют работу скважин как эксплуатацию в осложненных условиях.

По состоянию на 01.01.2014г. эксплуатация нефтяного горизонта НК-9 осуществляется 24 скважинами, из которых в 23 отбирают нефть фонтанным способом, в 1 - газлифтным.

Основными особенностями, осложняющими эксплуатацию нефтяных скважин данного месторождения являются:

- большие глубины залегания продуктивных пластов находящихся в диапазоне 3603 - 3740 метров;
- с годами суточный дебит жидкости изменяется от 60 до 43 тонн.
- высокие начальные давления резко падают, соответственно снижается уровень жидкости в скважинах;
- начальное пластовое давление ( $652 \text{ кгс/см}^2$ );
- эксплуатация скважин при давлениях ниже давления насыщения;
- высокие значения газового фактора ( $540\text{-}220 \text{ м}^3/\text{т}$ );
- кривизна и искривление столбов скважин;
- нефтяные пласты обладают резкой степенью цементации от плотных песчаников и алевролитов до рыхлых песков и алевролитов, что приводит к пескопроявлению;
- добываемая нефть высокопарафинистая;
- коэффициенты продуктивности колеблются в широких пределах;
- расчетная глубина ввода газа в подъемник газлифтных скважин от устья на текущий момент составляет 2000м, эта глубина будет расти и достигнет до 3500м.

Выбор механизированных способов добычи нефти на месторождении Алтыгуйы осуществляется с учетом вышеперечисленных факторов. Помимо них учитываются также рельефные климатические условия, межремонтные периоды, наличие парафина и механических примесей в извлекаемой жидкости, надежность оборудования, необходимость обслуживающего персонала и ремонтной техники, простота обслуживания в процессе механизированной добычи нефти, добывные возможности, потребность в энергетических ресурсах [1].

Месторождение Алтыгуйы - многопластовое. По характеру насыщения отмечается наличие чисто нефтяных залежей, чисто газовых залежей и газовых залежей с нефтяными оторочками. По большинству залежей смешанный режим характеризуется преобладанием энергии выделяющегося из нефти газа и проявлением активности контурных вод на более позднем этапе разработки. При условиях, когда с нефтяных пластов добывается жидкость, требуется добыча газа, который служит рабочим агентом.

Проектом разработки не предусматривается поддержание пластового давления, в связи с чем эксплуатация залежей будет осуществляться при непрерывном падении пластового давления, снижении статических уровней жидкости в скважинах и увеличении высоты ее подъема.

В работах [2, 3], на основании исследований лаборатории дается обоснование области применения, эффективности, надежности и возможности максимального извлечения запасов нефти из многопластовых нефтегазовых горизонтов с большой глубиной залегания, сложенных слабосцементированными породами. В указанных работах приведены критерии выбора рациональных способов механизированной добычи нефти. А также в статье рассмотрена возможность использования различных способов механизированной добычи нефти применительно к условиям месторождения Алтыгуйы.

### ***Анализ условий применения эжекторного насоса.***

Нецелесообразность использования эжекторных насосов объясняется тем, что интервал залегания продуктивных пластов очень глубокий. Глубина спуска эжекторных насосов составляет 1000-2000 метров, при местах приема продукции объем свободного газа должен быть выше 50-70%. Скважины месторождения Алтыгуйы не удовлетворяют эти требования.

***Анализ условий применения установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН).*** Основным критерием, обуславливающим нецелесообразность и невозможность применения является большая глубина скважин - от 3600 до 3700м. Максимальная глубина спуска УЭЦН не превышает 1600м. Помимо этого ограничивающего фактора, отмечается также наличие высокого газосодержания в откачиваемой жидкости и планируемые дебиты, которые значительно ниже, чем минимальная производительность УЭЦН. Эти факторы противостоят возможности применения УЭЦН в ограниченном количестве на данном месторождении.

***Анализ условий применения установки штангового глубинного насоса (УШГН).*** В условиях месторождения Алтыгуйы применение УШГН имеет весьма ограниченную область. Однако, УШГН отличается совершенством конструкции, широким ассортиментом выпускаемого оборудования нормального ряда, а также простотой обслуживания. Установки штанговых глубинных насосов могут быть использованы до глубины 2300 метров и при откачке жидкости со сравнительно небольших глубин. Они уступают по развиваемому напору только гидропоршневым установкам, могут быть эффективно использованы в низкодебитных скважинах до 10 тонн с высокой обводненностью продукции. Ограничивающими факторами их применения являются: высокие газовые факторы, большие глубины, кривизна стволов скважин меньше 7 градусов. С увеличением глубины спуска насоса снижается надежность его работы,

увеличивается степень утечек через зазоры, а также сокращается межремонтный период [4].

Современный нормальный ряд приводов глубинного насоса станка-качалки (СК) и скважинных насосов вставного типа (НСВ) позволяют теоретически осуществлять подъем жидкости из глубин 3500м.

Однако, при такой величине спуска насоса, из-за недостаточной эксплуатационной надежности насосных труб и штанг, возникают проблемы, относящиеся к обеспеченности ремонтной базы промыслов.

В условиях месторождений Туркменистана добыча нефти установками УШГН обеспечивается из максимальной глубины, равной 2300м. Из-за влияния различных отрицательных факторов фактическая подача с глубины 2300 м не превышает 5,3 м /сут при коэффициенте подачи не более 0,17.

Таким образом, применение установок УШГН на данном месторождении не может рассматриваться, как перспективное. Кроме низкой производительности, при применении УШГН предвидится нерациональное расходование материальных и энергетических ресурсов в связи с существенным снижением надежности работы оборудования УШГН при откачке жидкости со скважин с пескопроявлением, образованием парафиновых и солевых отложений, обрывах штанг и других неполадок. По имеющемуся опыту эксплуатации УШГН в таких условиях значительно снижается коэффициент эксплуатации, который по аналогичным месторождениям Туркменистана не превышает 0,7. Исходя из вышеизложенного, применение способа добычи нефти установками УШГН не рекомендуется на данном месторождении.

*Анализ условий применения УГПН (погружной поршневой насос с гидроприводом).* Блочные автоматизированные установки гидропоршневых насосов (УГПН) предназначены для эксплуатации 2-8 кустовых наклонно-направленных и глубоких скважин (свыше 4000м) с

низкими динамическими уровнями (3000м) и с дебитами до 100 м<sup>3</sup> /сут. Малогабаритные размеры этих насосов позволяют спускать их в скважины с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 117,7-155,3мм.

Принцип действия установки основан на использовании гидравлической энергии жидкости, закачиваемой под высоким давлением по специальному каналу в гидравлический забойный поршневой двигатель возвратно поступательного действия, преобразующий эту энергию в возвратно поступательное движение жестко связанного с двигателем поршневого насоса.

Эти насосы имеют высокий КПД (0,65), который незначительно уменьшается при снижении динамического уровня в скважинах. Отличительная способность гидропоршневых насосов - возможность применения одного и того же агрегата для работы с различными напорами, т.е. вести эксплуатацию скважин с различными глубинами и отбирать жидкость в нужных количествах.

В качестве гидропоршневых установок рекомендуются УГН 25-150-25, УГН 40-25 0-20, УГН 100-200-18.

Для откачки пластовой жидкости из скважин рекомендуются гидропоршневые агрегаты сбрасываемого типа ГН-59-89-10-118, ГН-59-89-25-25, ГН-59-89-40-20.

По своей добычной характеристике, простоте эксплуатации, они полностью удовлетворяют условиям эксплуатации месторождения Алтыгуйы. Однако, на данном этапе применение указанных установок нами не предусматривается. Для их использования необходимо произвести специальные работы с точки зрения выбора рациональных технологических схем применительно к условиям данного месторождения. Необходимо также изучить энергетические технико-экономические показатели, без учета которых выбор рационального способа не может быть осуществлен. Считаем целесообразным их применение на конечном

этапе, когда скважины будут эксплуатироваться с обводненностью продукции более 90% и возникает необходимость перевода их с механизированных способов добычи нефти на УГПН [5].

*Анализ условий применения УЭВНТ.* Установки погружных винтовых электронасосов (УЭВНТ) предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин.

Наиболее эффективна эксплуатация этими установками скважин с низким коэффициентом продуктивности, большим газосодержанием, высокой вязкостью нефти в пластовых условиях.

УЭВНТ выпускают для пластовой жидкости температурой до 70°C, максимальная вязкость которой равна 1-10 м/с, содержание механических примесей не более 0,8 г/л, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не более 50%, сероводорода - не более 0,01 г/л.

При эксплуатации установок в условиях отличных от указанных (повышенное содержание мехпримесей, газосодержания, температуры перекачиваемой жидкости, искривление ствола скважин более 17 градусов), ресурс насоса снижается из-за износа рабочих элементов, что ведет к преждевременному выходу его из строя.

На промыслах Туркменистана ведется опытно-промышленное внедрение электровинтовых насосов немецкого производства марки NTZ-240.ДТ16. Теоретическая подача их составляет 15-30 м<sup>3</sup>/сут, максимальная глубина спуска 1900 м, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не выше 50%.

Практика показала возможность их использования только в вертикальных скважинах и ненадежность, невозможность применения в искривленных скважинах. Фактическая подача насоса не выше 15 м<sup>3</sup>/сут, нежелательно содержание мехпримесей, из-за низкого качества пластика эластомер быстро выходит из строя (в течение 1-1,5 месяца).

Таким образом, электровинтовые насосы с учетом вышесказанного

имеют весьма ограниченную область применения и могут быть использованы на месторождении Алтыгуйы в вертикальных, низкопродуктивных скважинах с динамическим уровнем не ниже 1700м, при пластовой температуре откачиваемой жидкости не выше 70°C и объемном содержании свободного газа на приеме насоса не более 50%.

### *Анализ условий применения газлифтного способа добычи нефти*

На месторождениях Туркменистана, в том числе и Алтыгуйы, широкое применение получил газлифтный способ добычи нефти.

Добывные возможности, а также надежность применения газлифтной эксплуатации показали, что она более эффективна, чем другие способы механизированной добычи.

Условия подъема жидкости в газлифтной скважине, в основном, зависят от параметров самого подъемника, величины давления рабочего агента и параметров пласта. Наибольшую роль играет высота подъема жидкости. На месторождении Алтыгуйы специфическими факторами являются: большая высота подъема, низкие дебиты, увеличение обводненности продукции во времени, наличие ресурсов рабочего агента (газа).

Практика газлифтной эксплуатации на данном месторождении доказывает целесообразность ее применения как при непрерывном, так и периодическом лифтировании жидкости. С целью наиболее эффективной эксплуатации, скважины с дебитами выше 30 т/сут рекомендуется эксплуатировать непрерывным газлифтом. Скважины, работающие с дебитами ниже 30т/сут, целесообразно эксплуатировать периодическим газлифтом. В условиях этого месторождения периодический газлифт является наиболее реальным, обеспечивающим проектные объемы добычи до конца разработки месторождения.

При изучении геолого-эксплуатационных характеристик месторождения было выявлено, что нефтяные и газовые пласты,

чередующиеся в продуктивных горизонтах, изолированы между собой непроницаемыми прослойками, имеющими сравнительно большие толщины. В значительной мере газовые пласты по площади перекрывают нефтяные, что создает благоприятные условия для осуществления методов одновременно-раздельной эксплуатации нефтегазовых объектов одной скважиной. При этом целесообразно также частично использовать технологию внутрискважинного газлифта, наиболее эффективного способа эксплуатации, не требующего дополнительных капиталовложений.

Расчет газлифтных подъемников непрерывного действия сводится к определению длины, диаметра подъемных труб и удельного расхода газа.

Выбор диаметра лифтовых труб газлифтной скважины осуществляется в соответствии с объемом лифтируемой жидкости в области оптимального режима работы подъемника. Практика показывает, что в зависимости от дебита скважин, оптимальные размеры подъемников соответствуют данным приведенным в таблице 1.

Таблица 1.

Оптимальные размеры подъемников

Дебит скважины, т/сут	20-40	40-60	60-200	200-300
Диаметр подъемника, мм	40,3	50,3	62	76

В промысловых условиях, с точки зрения технологических и механических характеристик, неограниченную область применения имеют трубы марки "М" с диаметром проходного сечения 62 мм. Рекомендуется применять универсальную схему подъемника, обеспечивающего как периодическое, так и непрерывное лифтирование жидкости (Рис 1.).

Приведенная схема используется в скважинах с глубиной ввода газа до 3000м. В скважинах с глубиной до 4000м и более используется компоновка подъемника, приведенная на рисунке 2.

Для максимального отбора жидкости необходимо создать

минимальные давления на забое. Поэтому глубина спуска подъемных труб должна быть максимальной, т.е.

$$L = H - (20 : 30) \text{ м}$$

где H - расстояние до верхних отверстий фильтра, м.

Для кольцевой системы (рабочий агент - газ нагнетается в кольцевое пространство) потребный удельный расход газа при непрерывном подъемнике определяется из выражения:

$$R = \frac{0,388 [Lpg - (P_1 - P_2)]}{d^{0,5} (P_1 - P_2) Lg \frac{P_1}{P_2}}, \text{ м}^3 / \text{т}$$

где:  $P_1$  - рабочее давление, Па (рабочее давление равно 8,5; 10,0; и 12МПа);

$P_2$  - устьевое давление (минимально допустимое по условиям эксплуатации), принимаем равным  $P_2 = 1,2 \times 10^6$ ;  $1,5 \times 10^6$  Мпа;

$\rho$ -плотность нефти принимаем равной 861 кг/м<sup>3</sup>;

$g$ -ускорение силы тяжести (9,81 м/сек<sup>2</sup>);

$d$  - диаметр подъемных труб, м;

$L$  - высота подъема жидкости, м.

Удельный расход нагнетаемого газа с учетом растворимости газа определяется из выражения:

$$R_{\text{НАГН.}} = R_{\text{ПОТР}} - \left[ G_0 - \alpha \left( \frac{P_1 + P_2}{2} \right) \right] \left( 1 - \frac{n_v}{100} \right), \text{ м}^3 / \text{т}$$

где:  $G_0$  - газовый фактор (по нефти), м<sup>3</sup>/т;

$\alpha$  - коэффициент растворимости газа в нефти,  $\alpha = 0,4031$  м<sup>3</sup>/т.атм.

$n_v$  - обводненность продукции, %.

Оптимальный удельный расход нагнетаемого газа, рассчитанный при глубине ввода 2700, 3000м и 3500м ( $P_{\text{раб}} = 8,5$ ; 15,0 МПа) равен, соответственно, 200, 300 и 500 м<sup>3</sup>/т и при глубине ввода газа 3000 - 3500м ( $P_{\text{раб}} = 10$ ; 15 МПа) равен, соответственно, 150 ÷ 400 м<sup>3</sup>/т.

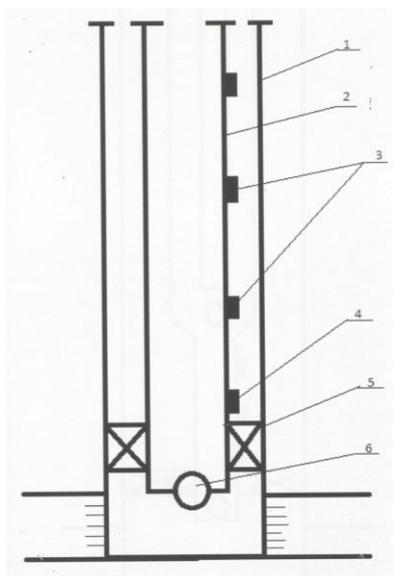


Рис. 1. Схема универсального газлифтного подъемника  
 1- эксплуатационная колонна; 2- лифтовые трубы; 3- пусковые клапана; 4- рабочий клапан; 5- пакер; 6- обратный клапан.

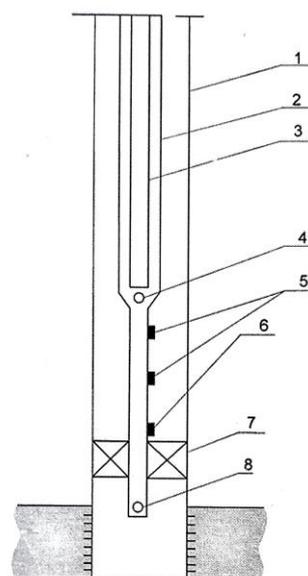


Рис. 2. Схема ступенчатого газлифтного подъемника  
 1- эксплуатационная колонна; 2- промежуточная колонна; 3- верхняя ступень лифта; 4, 8 – обратные клапана; 5- пусковые клапаны; 6- рабочий клапан; 7- пакер.

### *Расчет установки периодического газлифта с камерой замещения*

Для периодического газлифта, применительно к условиям эксплуатации месторождения Алтыгуйы, рекомендуется оборудовать скважины камерой замещения однорядным лифтом с установкой в нижней части НКТ пакером и обратным клапаном (Рис. 3). В этом случае кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной выполняет роль камеры замещения [6].

Снижение давления нагнетаемого газа для продавки жидкости обеспечивается установкой на колонне НКТ пусковых клапанов, а нижний (рабочий) клапан выполняет роль отсекающего, уменьшающего удельный расход газа [7].

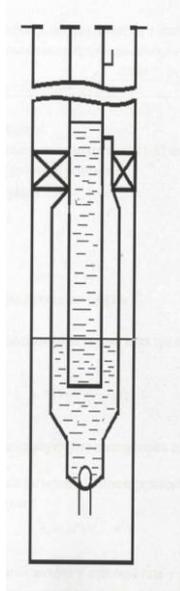


Рис. 3. Схема подъемника для периодического лифтирования жидкости с камерой замещения

Рабочее давление нагнетаемого газа определяется из выражения:

$$P_{\text{раб}} = \frac{h\gamma_{\text{н}}}{10} P_{\text{тр}} + P_{\text{у}}, \text{ кгс/см}^2$$

Высота столба жидкости, которая может быть вытеснена в подъемные трубы при полном использовании рабочего давления, будет:

$$h = \frac{(P_{\text{раб}} - P_{\text{тр}} - P_{\text{у}})10}{\gamma_{\text{н}}} = \frac{(P_{\text{раб}} - \frac{0,0064L}{d^{0,5}} - P_{\text{у}})10}{\gamma_{\text{н}}}, \text{ м}$$

где:  $L$  - длина подъемника, м;

$d$  - внутренний диаметр подъемных труб,  $d = 62$  мм (2,5")

$P_{\text{раб}}$ ,  $P_{\text{у}}$  - давление рабочее и устьевое, ат;

$\gamma_{\text{н}}$  - удельный вес нефти.

Длина камеры:

$$l_{\text{к}} = \frac{d^2}{d_{\text{1к}}^2} h$$

где  $d_{\text{к}}$  - диаметр камеры, принимаем равным 4".

Объём жидкости, поднимаемый за один цикл при оптимальном расходе нагнетаемого газа:

$$q_{ц} = (h \frac{0,5\sqrt[3]{L^2}}{d^{0,5}\gamma}) f\gamma, \text{ т}$$

где  $f = 0,003$  м - площадь внутреннего поперечного сечения 2,5" труб.

Расход газа в период нагнетания, соответствующий минимальному удельному расходу, составит:

$$V_0 = 1,1d^2\sqrt[3]{L^2}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для периодического газлифта с отсечкой газа у камеры потребное за один цикл количество газа, приведенное к нормальным условиям, определяется из выражения:

$$V_k = f(L + h - \ell_k) \frac{P_{\text{раб}}}{P_0}, \text{ м}^3$$

Продолжительность периода нагнетания газа:

$$T_1 = \frac{60V_k}{V_0}$$

Продолжительность полного цикла:

$$T = \frac{q_{ц} 1440V}{Q}, \text{ мин}$$

где:  $Q$  - дебит жидкости, т/сут

Продолжительность периода накопления жидкости:

$$T_2 = T - T_1, \text{ мин}$$

Число циклов в сутки:

$$n = \frac{1440}{T}$$

Удельный расход газа на 1 тонну жидкости:

$$R_0 = \frac{V_k}{q_{ц}}, \text{ м}^3/\text{т}$$

Расчетные значения параметров периодического газлифта для скважин

с высотой подъема с глубин 2500, 3000, 3500 м приведены в таблице 2.

Проектирование газлифтных подъемников, включая расстановку пусковых и рабочих клапанов, следует производить в соответствии со стандартными методиками [8] с учетом свойств пластовых флюидов и проектируемых дебитов скважин.

В качестве газлифтных клапанов рекомендуются сильфонные клапаны типа Г-38 и Г-38Р, Г-25 и Г-25Р, устанавливаемые в карманах скважинных камер КТ 73-25 и КТ 73-38, К60-25 и К60-38. Минимальное потребное количество клапанов на одну скважину составляет 5÷6 [9].

Таблица 2.

Расчетные параметры периодического газлифта

L, м	d, мм	P <sub>тр</sub> , МПа	P <sub>раб</sub> , МПа	P <sub>у</sub> , МПа	h, м	l <sub>к</sub> , м	q <sub>ц</sub> , т	V <sub>0</sub> , м <sup>3</sup> /ч	V <sub>к</sub> , м <sup>3</sup>	T <sub>1</sub> , мин	T, мин	n <sub>ц</sub> , цикл	Q, т/сут	R <sub>о</sub> , м <sup>3</sup> /т	V, м <sup>3</sup> /сут
2500	62	1,01	8,4	1,5	695	271,7	1,62	1266	884	41,89	116,6	12,35	20	546	10920
3000	62	1,21	10,0	1,5	898	350,7	2,12	1430	1064	44,65	152,6	9,4	20	501	10022
3000	62	1,42	12	1,5	1115	435,7	2,66	1584	1504	57,0	191,5	7,52	20	565	11314

## ЛИТЕРАТУРА

1. Коротаев Ю.П., Козлов А.П. и др. Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений. - М.: Недра, 1971.
2. Чарный И.А. Основы газовой динамики. - Гостоптехиздат - 1961.
3. Игнатенко Ю.К., Н.Р. Акопян и др. Временная инструкция по удалению жидкости из газовых и газоконденсатных скважин с помощью пенообразующих веществ. Ставрополь, 1977г. - с. 12- 15
3. Пермяков И.Г., Шевкунов Е.Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1971.
4. Определение газового фактора и ресурсов нефтяного газа с применением методов математической статистики. В сб. Разработка нефтяных и газовых месторождений, Авт.: Я.М. Островский, Ашхабад, ТПИ, 1982.

5. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных систем. М., «Недра», 1984.
6. Муравьев, В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В.Н. Муравьев. – М.: Недра, 1973. стр. 449.
7. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2-х т. –М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
8. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Зотов Г.А., Алиев Э.С., –М: Недра, 1980г.
9. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. – М.: Недра, 1975