

UDC 622.24

DOI 10.52171/2076-0515_2024_I6_O1_111_120

Improving Energy Security by Increasing the Efficiency of System Gathering Production Oil and Gas Well

T.A. Aghadiyeva

SRI “Geotechnological problems of Oil, Gas and Chemistry” (D. Aliyeva st., 227, Baku, AZ1010, Azerbaijan)

For correspondence:

Aghadiyeva Tarana / e-mail: aqtaal@mail.ru

Abstract

The general strategy is shown of management by economic on based the increasingly full application of intensive methods of management. The needs are analyzed of the volume of compressed gas for the normal and continuous operation of oil and gas wells, which are determined by the number of simultaneously operating compressors. It has been established that technological facilities, from the formation to the supply of associated petroleum gas to the intake of the gas-lift compressor system are a single, multi-link, inseparable system.

Keywords: deep water, offshore, gas lift, compressor, associated gas, well, field, pipeline, analysis.

Received 02.06.2022

Revised 09.02.2024

Accepted 12.02.2024

For citation:

T.A. Aghadiyeva

[Improving Energy Security by Increasing the Efficiency of System Gathering Production Oil and Gas Well]

Herald of the Azerbaijan Engineering Academy, 2024, vol. 16, no. 1, pp. 111-120 (in Russian)

Neft və qaz quyularının məhsulunun toplanması sisteminin səmərəliliyinin artırılması ilə enerji təhlükəsizliyinin yaxşılaşması

T.A. Ağadiyeva

“Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya” ETİ (D. Əliyeva küç. 227, Bakı, AZ1010, Azərbaycan)

Yazışma üçün:

Ağadiyeva Təranə / e-mail: aqtaal@mail.ru

Xülasə

Məqalədə intensiv idarəetmə metodlarının getdikcə daha dolğun tətbiqinə əsaslanan iqtisadi idarəetmənin ümumi strategiyası göstərilmişdir. Eyni vaxtda işləyən kompressorların sayı ilə müəyyən edilən neft və qaz quyularının normal və fasiləsiz istismarı üçün, sıxılmış qazın həcminə olan tələbat təhlil edilmişdir. Müəyyən edilmişdir ki, texnoloji quruluşlar lay səthindən başlayaraq səmt neft qazının qazlift kompressor sisteminin qəbuluna daxil olana qədər vahid, çoxbəndli, ayrılmaz bir sistemdir.

Açar sözlər: dərin su, dəniz platforma, qazlift, kompressor, səmt qazı, quyu, yataq, boru kəməri, analiz.

О мерах повышения энергетической эффективности компрессорной газлифтной системы нефтегазовых скважин

T.A. Агадиева

НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия» (ул. Д.Алиевой, 227, Баку,, AZ1010, Азербайджан)

Для переписки:

Агадиева Тарана / e-mail: aqtaal@mail.ru

Аннотация

В статье проанализированы потребности объема сжатого газа для нормальной и непрерывной эксплуатации нефтегазовых скважин, которые определяются количеством одновременно работающих компрессоров. Установлено, что технологические объекты, начиная от пласта до поступления попутного нефтяного газа на приём газлифтной компрессорной системы, являются единой и неразрывной многозвеньевой системой.

Ключевые слова: глубоководный, морское основание, газлифт, компрессор, попутный газ, скважина, промысел, трубопровод, анализ.

Введение

Интенсивное развитие мировой нефтегазодобывающей промышленности, в том числе в Азербайджане, влечет за собой увеличение добычи нефти, конденсата и газа, вместе с тем требуя повышения эффективности технологических процессов, совершенствования систем разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, находящихся в средней и поздней стадиях истощения.

Внедрение различных методов и технологических процессов добычи нефти и газа нефтегазовых месторождений как на суше, так и на Каспийском море требует эффективных технологий воздействия на продуктивные пласты.

В этом аспекте нельзя не отметить вклад Г.А. Алиева в повышение эффективности энергетической безопасности республики. Построение завода по изготовлению глубоководных морских оснований сделало возможным освоение морских месторождений в Азербайджанском секторе Каспийского моря. В 1970-1980 годы под руководством Гейдара Алиева в Баку был построен завод по изготовлению глубоководных морских оснований. Ввод в эксплуатацию завода позволил значительно увеличить добычу нефти и газа, являющиеся основой повышения эффективности энергетической безопасности республики. Завод позволил также ввести в разработку и эксплуатацию месторождение «Азери-Чыраг - глубоководная часть Гюнешли».

Актуальность проблемы

Задача значительного увеличения добычи нефти и газа неразрывно связана с модернизацией всего комплекса, обустройством нефтегазовых месторождений высоко-

эффективным оборудованием. Усовершенствование существующей системы компрессорной газлифтной добычи, сбора, подготовки и транспортировки продукции нефтегазовых скважин и качественный сбор информации о технологических параметрах работы всей системы позволяет достоверно анализировать процесс добычи нефти и газа.

Цель статьи - продемонстрировать, как добиться повышения энергетической эффективности всей компрессорной, газлифтной системы. Показать целесообразность правильного подбора технологических параметров работы каждой газлифтной нефтяной скважины, строгого соблюдения технологического регламента, разработанного промысловыми геологами, с учётом состояния пласта, забойного, рабочего и устьевого давления, диаметра подъёмных труб, систем сбора продукции, попутного нефтяного газа низкого давления, а также использования смежных вспомогательных систем.

Постановка задачи

С увеличением добычи нефти возрастает и добыча попутного нефтяного газа низкого давления, соответственно, увеличивается парк компрессоров, используемых в системах газлифтной эксплуатации морских нефтегазовых скважин, дожатия и транспортировки этого газа на переработку и сухого газа после переработки к потребителям. Непрерывность технологического процесса газлифта и транспорта газа может обеспечиваться необходимыми техническими средствами, в том числе компрессорным оборудованием, соответствующим непрерывному технологическому процессу

работы и параметрам добычи нефти и газа [1, 2]. Из-за отсутствия достаточного количества соответствующей компрессорной техники степень использования добываемого попутного нефтяного газа из некоторых месторождений, расположенных в труднодоступных зонах, а также глубоководных акваториях Каспийского моря, приводит к его потерям.

Сжатый газ по промышленным газопроводам высокого давления направляется на газораспределительные станции, которые могут располагаться на берегу или в центре эксплуатационных скважин на суше или в море, на металлической кустовой площадке либо на ответвлении главной эстакады, и оттуда распределяется по каждому газлифтным нефтяным скважинам.

Для создания условий минимального удельного расхода сжатого газа при подъёме добываемой продукции желательно, чтобы он работал в режиме оптимального дебита, для чего необходимо наибольшее погружение насосно-компрессорных труб, то есть следует брать длину подъёмных труб максимальной, равной глубине скважины.

Вследствие падения давления на пласте и в забое по мере разработки пласта рекомендуется, чтобы длина насосно-компрессорных труб была бы в два раза больше высоты подъёма жидкости, при этом динамический уровень жидкости в скважине и давление у башмака определяется в зависимости от рабочего давления скважины [3 - 6]:

$$P_6 = P_{\text{раб}} - (0,3 \div 0,5) \quad (1)$$

где P_6 – давление у башмака скважины, $P_{\text{раб}}$ – рабочее давление скважины, которое обычно берётся на $0,3 \div 0,5$ МПа ниже давления сжатого газа в системе газлифта, ко-

торое устанавливается технологическим регламентом разработчиками месторождения.

На основе накопленного многолетнего опыта работы компрессоров в системах газлифта и транспорта попутного нефтяного газа низкого давления, которые проходят, с технологической точки зрения, в крайне тяжёлых промышленных условиях, установлено, что показатели работы в единой системе газлифта и транспорта газа технологически взаимосвязаны между собой (рис. 1).

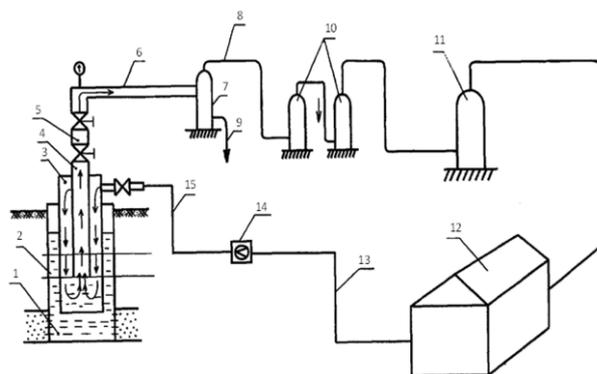


Рисунок 1 – Технологическая схема эксплуатации газлифтной системы нефтяных скважин
Figure 1 – Technological scheme of operation of the gas-lift system of oil wells

На рис. 1 показана технологическая схема газлифтной системы эксплуатации нефтяных скважин, где одними из составных частей являются компрессоры, установленные на газлифтной или дожимной компрессорной станциях (ГКС, ДКС). Как видно из технологической схемы, в процессе эксплуатации газлифтных нефтяных скважин продукция, добываемая из забоя 1, через лифтовые (насосно-компрессорные) трубы 4, фонтанную арматуру 5 и выкидную линию 6 поступает в промышленный первичный пункт подготовки продукции, где с помощью нефтегазосепаратора 7 про-

исходит разделение на жидкость (нефть, вода, механические примеси) и попутный нефтяной газ.

Жидкость по линии 9 направляется в пункт подготовки нефти, а попутный нефтяной газ по промысловым газопроводам 8, с давлением $0,38 \div 0,6$ МПа, направляется в промысловый газосепарационный пункт 10. Пройдя там 2-ступенчатую сепарационную подготовку, по промысловому газопроводу 8 транспортируется на расстоянии 25-35 км к головному газосепаратору II ГКС или ДКС. Попутный нефтяной газ низкого давления после подготовки на головных газосепараторах направляется на приём газлифтной ГКС или ДКС 12, где газ с давлением $0,38 \div 0,5$ МПа дожимается на ГКС до давления $3,5 \div 3,7$ МПа для одной газлифтной системы или до давления $7,5 \div 7,8$ МПа для другой. На каждой ГКС или ДКС, согласно потребности промысла на сжатый газ, устанавливается 6-10 единиц компрессоров.

Следует отметить, что, независимо от условий работы компрессоров в системах газлифта и транспорта попутного нефтяного газа, эти компрессоры полностью отвечают таким показателям, как надёжность, безопасность, технологичность и экономичность.

Решение задачи

Анализ таблицы 1 выявляет два направления повышения эффективности добычи нефти и газа компрессорной, газлифтной системой: уменьшение числа звеньев, то есть широкое применение внутрискважинных газлифтных клапанов и сокращение, при этом, промежуточных систем контроля и другого оборудования за расходом сжатого газа, по каждой газ-

лифтной скважине, повышение коэффициентов полезного действия каждого звена, путём применения современной технологии.

Повышения энергетической эффективности всей компрессорной, газлифтной системы можно достигнуть правильным подбором технологических параметров работы каждой газлифтной, нефтяной скважины, путём строгого соблюдения технологического регламента, разработанного промысловыми геологами, с учётом состояния пласта, забойного, рабочего и устьевого давления, диаметра подъёмных труб, систем сбора продукции, в том числе, попутного нефтяного газа низкого давления, а также смежных вспомогательных систем. Поэтому компрессорный, газлифтный метод добычи нефти и газа характеризуется определенной эффективностью и позволяет осуществить добычу нефти и газа на необходимом уровне, даже из труднодоступных участков нефтегазового месторождения.

Обычно для ввода в эксплуатацию скважину пусковое давление выше рабочего, и это осложняет нормальную эксплуатацию других газлифтных скважин, выбор компрессорного агрегата и компоновку обособленных участков, так как для пуска газлифтных скважин необходим источник газа с широким диапазоном изменения давления и других технологических параметров сжатого газа, рассчитанных на обеспечение пускового и рабочего режима.

При этом предельно допустимый расход сжатого нефтяного газа на подъём 1 т жидкости определяется из соотношения:

$$R = (R_d + \Gamma)(1 - n_v/100) \quad (2)$$

где R_d – максимально допустимый для данного нефтегазового месторождения объём-

ный расход газа на подъём t нефти; Γ – газовый фактор; n_v – содержание воды в продукции скважин (% об.), определяемое в промышленной лаборатории.

Таблица 1 – Усредненные практические значения коэффициентов полезного действия компрессорной газлифтной системы (и её звеньев), объединённой для условий двух НГДУ ГНКАР.

Table 1 – Averaged practical values of the efficiency of the gas-lift compressor system (and its links), combined for the conditions of two oil and gas production departments SOCAR.

П/П	Коэффициенты звеньев	Компрессорная газлифтная система
1	Полной отдачи мощности, при сжатии газа газового двигателя, $\eta_{гд}$	0,98
2	Газомоторный поршневой компрессор (компрессорной части ГМК), $\eta_{гmk}$	0,75
3	Промысловые газопроводы, $\eta_{пг}$	0,98
4	Газораспределительные станции, $\eta_{грс}$	0,98
5	Разводящие газопроводы, $\eta_{рг}$	0,98
6	Газлифтная нефтяная скважина, $\eta_{ска}$	0,68
7	Вся система компрессорного газлифта, $\eta_{кгс}$	0,47

Успешная эксплуатация газлифтных, нефтегазовых скважин и сбор добываемой продукции, в условиях частых изменений давления и расхода сжатого, попутного нефтяного газа, во многом зависит от правильного выбора компрессорного агрегата и обособленных участков, для нормальной эксплуатации, в целом, системы газлифта. Это обуславливает внедрение в разработку нефтегазовых месторождений газлифтного метода как на суше, так и на море, а также в систему сбора добываемой продукции эффективных и экономичных технологических процессов, направленных на ресурсосбережение, обеспечивающих значительное снижение капитальных вложений, эксплуатационных затрат, сокращение потерь нефти и газа.

Поэтому в последние годы наряду со стабилизацией добычи нефти из нефтегазовых месторождений как на суше, так и на море, находящихся в поздней и средней

стадиях разработки, большое внимание уделяется усовершенствованию всей системы добычи нефти и газа, систем сбора и подготовки продукции скважин, нефти и попутного нефтяного газа с часто изменяющимися технологическими параметрами, чтобы полностью исключить потери углеводородного сырья.

Учитывая, что попутный нефтяной газ состоит из смеси газов, т. е. отдельных углеводородных компонентов, плотность газовой смеси можно определить аддитивным способом [7]:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n n_i M_i}{22,4}$$

где n_i , M_i – молярное содержание и молекулярная масса i -го компонента, определяемые на практике в лаборатории хроматографическим способом.

Попутный нефтяной газ насыщен легкими компонентами нефти, и его плотность для каждого НГДУ определяется от-

дельно, практически – в лаборатории, где осуществляется газлифтная эксплуатация нефтегазовых скважин. Результаты определений приведены в табл. 2.

Таблица 2 – Средние значения плотности попутных нефтяных газов, поступающих на приём газлифтных или дожимных компрессорных станций по НГДУ ГНКАР.

Table 2 – Average values of the density of associated petroleum gases supplied to the intake of gas lift or booster compressor stations at OQPD (oil and gas production departments) SOCAR.

НГДУ	Плотность, кг/м ³	
	абсол.	относ.
Нефт Дашлары	0,7705	0,596
Им. Н. Нариманова	0,7353	0,596
Гумадасы	0,7538	0,583

Естественно, на практике в процессе эксплуатации такого технологического цикла в системе газлифта, это приводит к следующим недостаткам в работе всей системы газ-лифта:

1. появлению процесса пролёта сжатого газа в забое скважины, который приводит к потерям как сжатого газа, так и добываемой продукции, в т. ч. попутного нефтяного газа;

2. к неполному заполнению единого всасывающего коллектора ГКС или ДКС, а также всасывающих полостей компрессорных цилиндров 1-ой ступени, от которого зависит производительность компрессора;

3. частому изменению технологических параметров попутного нефтяного газа, направляющегося на приём компрессора;

4. к неравномерному распределению попутного нефтяного газа из единого всасывающего коллектора по ходу его движения на приём по каждому из 8÷10-ти ком-

прессоров, установленных на ГКС или ДКС;

5. к изменению технологических параметров сжатого газа во всей системе газлифта, особенно во время освоения новых или после ремонта газлифтных скважин, приводящих к изменению рабочих, технологических параметров в других газлифтных скважинах, находящихся в эксплуатации в единой системе газлифта.

На промыслах число пунктов для сбора продукции, добываемой из газлифтных скважин, а также для сбора нефти и попутного нефтяного газа зависит от размеров нефтегазоносной площади, от предварительно определенного общего объёма продукции и может колебаться в пределах от 2-х до 20. Если поток попутного нефтяного газа, низкого и среднего давления, распределяется по нескольким направлениям (на ГКС или ДКС, газлифт, другие технологические нужды, топливо для выработки пара и электроэнергии и т. д.), то число пунктов, по подготовке нефти и газа, может соответствовать числу направлений.

Перед проектировщиком, в таких случаях, возникает вопрос: какими же следует принимать диаметры всех промысловых газопроводов и как их обосновывать, в частности, диаметр окончательного сборного, промыслового газопровода, транспортирующего практически весь объём добываемого с нефтью попутного нефтяного газа как низкого давления, с часто изменяющимися параметрами, так и среднего давления.

В зависимости от принимаемого диаметра газопровода проводят определение стоимости самого трубопровода, а стоимость компрессорного агрегата определя-

ется, исходя из его мощности (N , кВт), рассчитанной по следующей формуле:

$$N = \frac{QyP}{102\eta} \quad (3)$$

где Q - расход газа, м³/с; y - удельный вес газа, кг/м³; P - давление газа на выкиде компрессорного агрегата, МПа; η - коэффициент полезного действия компрессорного агрегата.

Проектировщики должны учитывать еще одно важное условие: движение попутного нефтяного газа низкого и среднего давления по промышленному газопроводу происходит вследствие перехода потенциальной энергии потока газа в кинетическую. Если в начале газопровода давление равно P_1 , а в конце P_2 , то:

$$P_1 - P_2 = h \quad (4)$$

и будет выражать ту энергию (скоростной напор, h), которая израсходована на преодоление всех сопротивлений при передвижении потока газа, содержащего в составе обильное количество влаги и тяжёлые углеводородные компоненты, по газопроводу, приводящее к потере давления.

В построенных на таком принципе объектах, технологический процесс транспортировки попутного, нефтяного газа низкого и среднего давления осуществляется по кольцевым, промышленным газопроводам низкого давления на приём ГКС или ДКС, а сжатого газа - по газлифтным нефтяным скважинам и к потребителю.

Попутный нефтяной газ с давлением $0,38 \div 0,5$ МПа из головного газосепарационного пункта поступает на приём ГКС или ДКС, где установлены компрессоры типа 10ГКНАМ2/5-55 или 10ГКНАМ3/5-100. После дожатая на ГКС или ДКС газ с давлением $4,2 \div 4,7$ МПа на компрессоре типа 10ГКНАМ2/5-55 или

$6,7 \div 7,5$ МПа на компрессоре 10ГКНАМ3/5-100 замеряется объём сжатого газа и по промышленному газопроводу высокого давления транспортируется в систему газлифта и к потребителю. Это будет способствовать тому, что любое отключение того или иного участка промышленной газотранспортной системы не будет сопровождаться изменением как в системе добычи, сбора, подготовки и транспортировки продукции, в том числе попутного, нефтяного газа низкого давления, так и в системе транспортировки сжатого газа.

На начальном этапе добычи нефти и газа газлифтным способом, для целей промышленной практики, ограничиваются двумя условиями:

1. отбор продукции из газлифтных скважин ограниченный; это означает, что заранее известен дебит по продукции каждой скважины, забойное давление и расход притекающего сжатого газа;

2. отбор продукции из газлифтных скважин не ограниченный, то есть дополнительно практически подлежат определению путём исследования и обработки результатов дебит по продукции, забойное давление и расход сжатого газа.

Как известно, частые изменения давления в промышленных газопроводах низкого и высокого давления, связанные с системой добычи продукции из газлифтных скважин, определяются их амплитудой и частотой.

Амплитуда - это разность между максимальным в начале промышленного газопровода (концевой участок сбора газа) и минимальным в конце газопровода давлением в данной точке газопровода (начальный участок головных газосепараторов ГКС или ДКС).

Частота изменения давления прежде всего зависит от структуры продукции, поднимающейся по подъёмным трубам на устье скважины, которая определяется количеством подаваемой в выкидную линию продукции (нефть + вода + газ + мех. примеси) и диаметром выкидной линии, а также физическими свойствами перекачиваемых жидкостей и газа и, особенно, поверхностным натяжением системы нефть-газ. При таком технологическом процессе, чем больше скорость потока попутного, нефтяного газа, при его транспортировке по промысловым газопроводам, тем больше частота изменения давления газа. Чем меньше скорость потока газа, тем больше амплитуда изменения давления газа. Поэтому, на промысле, независимо от количества газлифтных скважин, ежедневно эксплуатационниками ведутся измерение, учёт и анализ технологических факторов по цепочке добычи продукции, в том числе нефти и газа каждых в отдельности, расхода сжатого, попутного, нефтяного газа, подаваемого по газлифтным скважинам, а также параметров добытого и собранного попутного, нефтяного газа низкого давления, с часто изменяющимися параметрами, транспортируемого на приём ГКС или ДКС.

При длительном времени учёта и анализа технологических факторов работы системы газлифта установлено, что потребности объёма сжатого газа для нормальной и беспрерывной эксплуатации нефтегазовых скважин определяются количеством одновременно работающих компрессоров.

Проектным институтом, в зависимости от потребности системы газлифта, в сжатом газе проектируется ГКС на давле-

ние до 8,0 МПа и предусматривается там установка 10 единиц компрессоров типа 10ГКНАМ 3/5-100. В процессе эксплуатации компрессоров производительность, замеренная на выкиде ГКС, становится на 12 % меньше паспортной, и следовательно, проектной.

Потери попутного нефтяного газа низкого давления на примере НГДУ им. Наримана Нариманова, практически, можно определить по формуле:

$$\Delta p = \rho \frac{W^2}{2} \xi_m \quad (5)$$

где ρ - плотность попутного, нефтяного газа, поступающего из единого, всасывающего коллектора на приём ГМК, определенная в аттестованной газовой лаборатории, $\rho = 0,7353 \text{ кг/м}^3$; ξ_m - местное сопротивление на выкидном, газовом трубопроводе, где имеется много колен, изгибов и ряд других преград по ходу движения попутного, нефтяного газа, принимается по рекомендации ЛенНИИХИММаша и П.И. Пластинина, $\xi_m = 1,5$; W - скорость потока газа, поступающего из единого всасывающего коллектора во всасывающую газовую коммуникацию компрессоров, определяется по формуле:

$$W = \frac{Q}{F} = \frac{Q}{0,785 \cdot d^2} = \frac{2,03}{0,785 \cdot 1,2^2} = 1,8 \text{ м/сек} \quad (6)$$

- производительность одного компрессора, замеренное среднесуточное значение её на выкиде, который составляет $Q = 175400 \text{ м}^3/\text{сутки} = 2,03 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Подставляя данные в формулу (5), после упрощений получим:

$$\Delta p = 0,7353 \frac{1,8^2}{2} \cdot 0,15 = 0,02 \text{ МПа} \quad (7)$$

По практическим данным, крайне сложные термодинамические процессы, происходящие в пласте, в забое, в стволе

скважины, а также множество технологических и геологических факторов в значительной степени осложняют процедуру принятия наиболее точных, технических решений по улучшению эксплуатации всей системы газлифта.

Заключение

Учитывая вышесказанное нужно отметить, что проблемы технологии добычи нефти и газа газлифтным способом нельзя отдельно изучать только на основе лишь одной системы, потому что технологические объекты, начиная от пласта до поступления попутного нефтяного газа на приём ГКС или ДКС, являются единой многозвеньевой, неразрывной системой.

Таким образом, для своевременного

определения технологических и технических показателей эксплуатации компрессоров записываются их показатели в вахтенном журнале, после анализа которых специалистами служб определяются мероприятия по улучшению их эффективности.

Следует учитывать, что изменение параметров, в том числе попутного, нефтяного газа на всасывающей газовой коммуникации компрессоров приводит к изменению всех параметров, в том числе производительности, которая прямо пропорционально этим параметрам.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов, связанных с публикацией данной статьи.

REFERENCE

1. **Vaxirev R.İ.** Rossiyskaya qazovaya ensiklopediya. Moskva: “*Bolshaya Rossiyskaya ensiklopediya*”, 2004. (in Russian)
2. **Asadov O.A., Aliyev V.İ., Makarov V.V.** Noviy nauchniy podxod k opredeleniyu realnoy proizvoditelnosti porshnevix kompressorov v sistemax qazlifta i transporta qaza. Moskva: *Sputnik*, 2011. (in Russian)
3. **Rebekka L. Basbi.** Prirodniy qaz. – Moskva: “*Olimp-Biznes*”, 2003.
4. **Sereda N.Q., Saxarov V.A., Timashev A.N.** Sputnik neftyanika i qazovika. – Moskva: “*Nedra*”, 1986. (in Russian)
5. **Shahverdiyev A.X.** Innovasionniy potensial nestasionarnoqo zavodneniya v selyax povisheniya nefteotdachi plastov. - Baku: *Vestnik Azerbaydjanskoy Injenernoy Akademii*. Tom II, № 1. 2019. (in Russian)
6. **Dunyushkin I.I., Mishenko I.T., Eliseeva E.I.** Raschyoti fiziko-matematicheskix svoystv plastovoy i promislovoy nefti i vodi. – M.: “*Neft i qaz*”, 2004. (in Russian)
7. **Mishenko I.T.** Raschyoti pri dobiche nefti i qaza. – M.: “*Neft i qaz*” RQU Nefti i Qaza im. I.M. Qubkina, 2008. (in Russian)