

Assessment and Management of Environmental Risks during the Operation of Field Oil and Gas Pipelines

G.S. Suleymanov, H.G. Ismayilova

Azerbaijan State University of Oil and Industry (Azadlig ave. 16/21, Baku, AZ1010, Azerbaijan)

For correspondence:

İsmayilova Hajar/ e-mail: hecer.ismayilova77@gmail.com

Abstract

The efficiency of operation of field oil and gas pipelines is determined by the factors of reliability and operation to "failure". To make and implement management decisions aimed at reducing the likelihood of an adverse outcome and minimizing possible losses, it is necessary to classify the operational risks of pipeline systems. The paper considered the issues of classification of operational risks, possible scenarios and damages of negative consequences during the operation of field pipelines. The nature of the change in the probability of an oil spill depending on its degree has been studied. In the paper, for each risk factor, taking into account its value, a strategy for managing individual risks is proposed.

Keywords: risk, oil leakage, risk management, probability, pipeline, classification.

DOI 10.52171/2076-0515_2023_15_04_119_128

Received 15.09.2023

Revised 15.12.2023

Accepted 20.12.2023

For citation:

Suleymanov G.S., Ismayilova H.G.

[Assessment and Management of Environmental Risks during the Operation of Field Oil and Gas Pipelines]

Herald of the Azerbaijan Engineering Academy, 2023, vol. 15, no. 4, pp. 119-128 (in Russian)

Mədən neftqaz kəmərlərinin istismarı zamanı ekoloji risklərin qiymətləndirilməsi və idarə olunması

Q.S. Süleymanov, H.Q. İsmayılova

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti (Azadlıq pr. 16/21, Bakı, AZ1010, Azərbaycan)

Yazışma üçün:

İsmayılova Həcər / email:hecer.ismayilova77@gmail.com

Xülasə

Məlumdur ki, mədən neft və qaz kəmərlərinin səmərəli işi onların etibarlılığı və “işdən dayanma” halına kimi olan istismar müddəti amilləri ilə müəyyən edilir. Boru kəmərləri sistemində əlverişsiz nəticələrin və mümkün olan itkilərin minimuma endirmək üçün istismar risklərinin klassifikasiyası və qiymətləndirilməsi vacibdir. İşdə istismar risklərinin klassifikasiyası, neftqaz kəmərlərinin işi zamanı müxtəlif ssenarilər üzrə baş verən neqativ hallardan dəyən ziyanın dəyərləndirilməsi məsələlərinə baxılmışdır. İşdə həmçinin ətraf mühitə neft dağılmasının dağılzn neftin miqdarından asılı olaraq necə dəyişilməsi tədqiq olunmuşdur. Hər bir risk amili üçün riskin qiyməti nəzərə alınmaqla istismar risklərinin idarə olunmasının strategiyası təklif olunmuşdur.

Açar sözlər: risk, neft sızması, risklərin idarə olunması, ehtimal, boru kəməri, klassifikasiya.

DOI 10.52171/2076-0515_2023_15_04_119_128

УДК 542.502

Оценка и управление экологическими рисками при эксплуатации промысловых нефтегазопроводов

Г.С. Сулейманов, Х.Г. Исмайлова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (пр. Азадлыг, 16/21, Баку, AZ1010, Азербайджан)

Для переписки:

Исмайлова Хаджар / email:hecer.ismayilova77@gmail.com

Аннотация

Эффективность функционирования промысловых нефтегазопроводов определяется факторами надежности и эксплуатации до «отказа». Для принятия и выполнения управленческих решений, направленных на снижение вероятности возникновения неблагоприятного результата и минимизацию возможных потерь, необходима классификация эксплуатационных рисков трубопроводных систем. В работе рассмотрены вопросы классификации эксплуатационных рисков, возможные сценарии и ущерб негативных последствий при эксплуатации промысловых трубопроводов. Исследован характер изменения вероятности разлива нефти. В работе также предложена стратегия управления отдельными рисками.

Ключевые слова: риск, утечка нефти, управление рисками, вероятность, трубопровод, классификация.

Введение

Известно, что промысловые нефтегазопроводы (ПНГ) – капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации, предназначенны для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест их добычи до установок комплексной подготовки. Нормальное функционирования ПНГ определяется факторами надежности и эксплуатации до «отказа», т.е. «низким» риском до выхода его из строя, при котором проводят замену отказавшего оборудования, восстановление герметичности и иные мероприятия для восстановления работоспособности в пределах текущих производственных потребностей.

С целью принятия и выполнения управленческих решений, направленных на снижение вероятности возникновения неблагоприятного результата и минимизацию возможных потерь, необходима классификация эксплуатационных рисков при функционировании ПНГ с выделением основных риск образующих событий и определения рисков.

Проблемы, связанные с негативными рисками, образующими событиями, сопровождающие эксплуатацию ПНГ, в т. ч. отказ, полная или частичная потеря работоспособности, могут происходить в процессе эксплуатации и связаны с несколькими факторами [1-6]: потеря проектных характеристик; ошибки при проектировании; эксплуатация трубопроводов, не соответствующая проектным решениям; негативные воздействия третьих лиц или ошибки обслуживающего персонала; отказ систем, единиц оборудования, в т. ч. Резервных, из-за которых в будущем может произойти

полная остановка трубопровода; утечка, разгерметизация элементов нефтегазопроводов; отказ вспомогательных систем, обеспечивающих обнаружение неисправностей, отказов и снижения последствий отказов; прочее.

Постановка задачи

На практике необходимо сокращать и вероятность возникновения таких проблем, и их последствия. Величина, сочетающая в себе вероятность негативного события и его последствия, – риск, величину которого можно вычислить по формуле [7, 8]:

$$R = P \cdot L,$$

где R – риск; P – вероятность риск образующего события; L – ущерб или убыток в связи с этим риск образующим событием в стоимостном выражении.

Основным риск образующим событием для ПНГ на этапе проектирования следует считать нарушение целостности.

Работа по управлению риском нарушения целостности на этапе проектирования состоит из оценки и анализа составляющих риска (вероятности и ущерба), разработки проектных решений, которые должны снизить риски до установленных показателей эксплуатационной надежности на протяжении всего жизненного цикла.

Исходные данные для расчета математической вероятности и ущерба в стоимостном выражении в случае отказа трубопровода могут быть получены только по результатам инженерных и экологических изысканий и разработанной на их основе и в соответствии с основными техническими решениями проектной документации. На этом основании оценка и приоритезация рисков производится с применением балльной оценки по 25-балльной шкале.

При этом вероятность и последствия негативного события нарушения целостности могут получить оценку от 1 до 25-ти.

Все возможные опасности (угрозы), способные привести к отказу ПНГ, можно классифицировать следующим образом [7, 8, 10]: общие эксплуатационные опасности (угрозы) – условия работы, отказы технологического оборудования, ошибочные действия или бездействие персонала; опасности (угрозы), связанные с внешними воздействиями – опасности, связанные с деятельностью соседних производств или объектов (техногенные опасности), а также природные опасности, акты саботажа и диверсии.

В зависимости от объема вытекающего продукта можно выделить несколько типов нарушений целостности (дефектов) трубопровода: через свищи (площадь дефектного отверстия – до 10^{-4} м²); через трещины в трубопроводе длиной до 30% от условного диаметра трубопровода; через трещины в трубопроводе длиной до 75% от условного диаметра трубопровода; через трещины в трубопроводе длиной более 75% от условного диаметра трубопровода.

Описание наиболее распространенных и вероятных риск-факторов (угроз), потенциально способных привести к отказу ПНГ, приведено в [7].

Следует отметить, что каждое рассматриваемое нарушение целостности ПНГ может происходить от одного и более риск-факторов. Из практики эксплуатации промышленных трубопроводов известно, что далеко не все нарушения целостности (дефекты) приводят к отказу и сам по себе отказ ПНГ может иметь различные негативные последствия. Возможные развития сценариев отказа на ПНГ показаны в таб-

лице 1. На основе анализа возможных сценариев отказа установлено, что основными последствиями аварии на ПНГ являются: загрязнение окружающей среды (экологический ущерб); гибель (травмирование) людей (социальный ущерб); повреждение имущества и потери углеводородов (материальный ущерб).

Для оценки и приоритезации эксплуатационных рисков риски ПНГ можно распределить по 5 категориям: от 1-й – низкой до 5-й – очень высокой. Классификация с точки зрения частоты отказа и балльной оценки вероятности отказа ПНГ показана в таблице 2. При оценке вероятности отказа ПНГ дается балльная оценка от 1 до 25 для каждого из риск образующих событий: 1-й этап – отнести вероятность наступления риск образующего события к одной из 5 категорий по 1-му столбцу таблицы на основании описания в столбце 2; 2-й этап – экспертно оценить вероятность по 5-балльной шкале, где именно находится оценка – ближе к нижней границе, к верхней или в середине и поставить соответствующее количество баллов в заданном интервале, указанном в столбце 3. При отнесении вероятности к одной из категорий («низкая» - ... «очень высокая») выставляются баллы в рамках заданного в таблице 3 для каждой категории вероятности интервала. При оценке вероятности необходимо учитывать опыт эксплуатации объектов аналогов, результаты доступных научных исследований и расчетов. В случае отсутствия достаточной информации для оценки вероятности наступления риск образующего события можно принимать среднее значение – 13 баллов.

Критерии оценки последствий отказа ПНГ приведены в таблице 4.

Таблица 1 – Возможные сценарии отказа
Table 1 – Possible Failure Scenarios

№	Типовые сценарии развития отказа	Схема развития сценария
C1	Выброс горючей жидкости /легко воспламеняющейся жидкости без возгорания	Разрушения трубопровода – выброс жидкой фазы и газа (при наличии) – растекание опасного вещества по территории и дегазация жидкой фазы (при наличии растворенного газа) с частичным испарением пролива – безопасное рассеивание газа и паров жидкой фазы – загрязнение окружающей среды
C2	Пожар пролива горючей жидкости / легко воспламеняющейся жидкости	Разрушение трубопровода – выброс в окружающую среду жидкой фазы и газа – растекание жидкой фазы – возможное частичное испарение горючей жидкости – воспламенение пролитой жидкой фазы при наличии источника зажигания – пожар пролива – попадание в зону возможных поражающих факторов людей и/или оборудования – последующее развитие аварии в случае, если затронутое оборудование содержит опасные вещества – загрязнение окружающей среды
C3	Сгорание топливно-воздушной смеси на открытом воздухе	А. Разгерметизация газопровода (трубопроводы нефтяной эмульсии с высоким содержанием газа) – выброс газа в открытое пространство – образование взрывоопасной газовоздушной смеси взрыв (дефлаграционное сгорание) при наличии источника инициирования – поражение оборудования и персонала ударной волной, термическое поражение Б. Полная или частичная разгерметизация трубопровода с нефтью (нефтяной эмульсией) – поступление в окружающую среду газа и паров в газообразном состоянии, разлив и дегазация нефтяной эмульсии – образование взрывоопасной топливно-воздушной смеси – возникновение источника зажигания – зажигание облака – взрыв топливно-воздушной смеси с образованием ударной воздушной волны – попадание в зону возможных поражающих факторов, людей и/или оборудования – возможная эскалация аварии – последующее развитие аварии по сценарию C1
C4	Выброс газа без возгорания	Разрушение газопровода выброс газа – формирование и распространение взрывоопасного облака – безопасное рассеивание газа без возгорания – загрязнение окружающей среды – возможное последующее развитие аварии и сгорание газовоздушной смеси в случае скопления газовоздушной смеси в помещениях и т.п.
C5	Факельное горение газа	Разрушение газопровода – истечение газа под давлением с мгновенным воспламенением – факельное горение истекающей струи – воздействие пламени на оборудование, поражение людей – последующее развитие аварии в случае, если затронутое оборудование содержит опасные вещества

Таблица 2 – Классификация для оценки вероятности отказа ПНГ

Table 2 – Classification for assessing the probability of APG failure

Вероятность	Частоты риск образующего события	Оценка, баллы
Низкая	Для данного типа ПНГ с применением предварительных проектных решений отказ невозможен или возможен не чаще чем 1 раз в 10 лет	1-5
Вероятно	Для данного типа ПНГ с применением предварительных проектных решений вероятны от 2 до 3 отказов на протяжении 10 лет эксплуатации	6-10
Средняя	Для данного типа ПНГ с применением предварительных проектных решений может произойти до 2 отказов на протяжении 3 лет эксплуатации	11-15
Высокая	Для данного типа ПНГ с применением предварительных проектных решений возможно более 2 отказов на протяжении 3 лет эксплуатации	16-20
Очень высокая	Для данного типа ПНГ с применением предварительных проектных решений возможен отказ уже в течение 1 года эксплуатации	21-25

Результат оценки последствий отказов ПНГ принимается по максимуму из 3 оцениваемых областей. Оценка последствий отказа для каждой их оцениваемых

областей проводится в 2 этапа: 1-й этап – отнести последствия наступления риск образующего события к одной из 5-ти категорий по 1-му столбцу таблицы 4 на основании описания в столбце 2 (социальный ущерб), столбце 3 (материальный ущерб) и столбце 4 (экологический ущерб); 2-й этап – экспертно оценить последствия по 5-балльной шкале, где именно находится оценка – ближе к нижней границе, к верхней или в середине и поставить соответствующее количество баллов в заданном интервале, указанном в столбце 5 таблицы 4. Оценка последствия реализации риск образующего события и, как следствие, нарушения целостности ПНГ зависит от выбранного сценария развития отказа (см. таблицу 2). Как правило, реализация сценариев с более тяжелыми последствиями имеет значительно более низкую вероятность, чем реализация сценариев с минимальными последствиями. Например, свищ по причине внутренней коррозии ПНГ наиболее часто приводит к незначительному разливу нефти, подтоварной воды или утечке газа, а случаи возгорания, взрыва, крупных разливов нефти, подтоварной воды и утечек газа крайне редкие. При оценке последствий необходимо учитывать как минимум 2 сценария (наиболее распространенный на практике и наиболее тяжелый). В результате по части риск образующих событий должно быть оценено 2 риска, которые будут иметь различные баллы по вероятности и последствиям. Такие риски (R) должны соответствовать наиболее вероятному (R1) и наиболее тяжелому/катастрофическому (R2) по последствиям сценариям.

Таблица 3 – Социальный, материальный и экологический ущерб

Table 3 – Social, material and environmental damage

Шкала последствий «Y»	Социальный ущерб	Материальный ущерб	Экологический ущерб	Оценка, баллы
Очень высокие	Возможен групповой смертельный случай или постоянная потеря трудоспособности 2-х и более лиц	Остановка эксплуатации не менее чем 1/3 добывающих скважин актива (месторождения нефти и газа) более чем на 24 часа	1. Ущерб для окружающей среды с многолетними последствиями регионального масштаба. 2. Выброс загрязняющих веществ на особо охраняемых территориях и в пределах населенных пунктов.	21-25
Высокие	Возможен смертельный случай и негативное воздействие на персонал и третьих лиц в т.ч. с постоянной потерей трудоспособности	Остановка эксплуатации не менее чем 1/3 добывающих скважин актива (месторождения нефти и газа) до 24-х часов	1. Ущерб для окружающей среды регионального масштаба с возможностью устранения последствий в течение не более чем 1-го года. 2. Локальный выброс загрязняющих веществ на особо охраняемых территориях и в пределах населенных пунктов с возможностью устранения последствий за период нескольких дней или недель.	16-20
Средние	Вероятны травмы и негативное воздействие на персонал и третьих лиц в т.ч. с временной потерей трудоспособности	Остановка эксплуатации до 1/3 добывающих скважин актива (месторождения нефти и газа) более чем на 24 часа	1. Воздействие со значительным ущербом для нечувствительной окружающей среды, которая может быть восстановлена до эквивалентного состояния от 1 до 5-ти лет. 2. Воздействие с локальным ущербом для чувствительной окружающей среды, которая может быть восстановлена до эквивалентного состояния от 1 до 5-ти лет.	11-15
Ниже среднего	Вероятны травмы и негативное воздействие на персонал и третьих лиц в т.ч. с необходимостью амбулаторного лечения и профилактики	Остановка эксплуатации до 1/3 добывающих скважин актива (месторождения нефти и газа) до 24-х часов	1. Воздействие со значительным ущербом для нечувствительной окружающей среды, которая может быть восстановлена до эквивалентного состояния не более чем за 1 год. 2. Воздействие с локальным ущербом для чувствительной окружающей среды, которая может быть восстановлена до эквивалентного состояния не более чем за 1 год.	6-10
Низкие	Отсутствует негативное воздействие на жизнь и здоровье персонала и третьих лиц	Производственные потери незначительные и не отражаются на выполнении плановых ежемесячных производственных показателей	Воздействие с локальным ущербом для окружающей среды, которая может быть восстановлена до эквивалентного состояния за период нескольких дней или недель	0-5

Таблица 4 – Классификация эксплуатационных рисков

Table 4 – Classification of operational risks

№ п/п	Категория ПНГ	Категория риска	Величина риска (в результате балльной оценки)
1	Самый ответственный	1 – Очень высокий	От 25 и более
2	Ответственный	2 – Высокий	От 20 до 25
3	Опасный	3 – Средний	От 15 до 25
4	Не опасный	4 – Ниже среднего	От 10 до 15
5	Не ответственный	5 – Низкий	1 до 10

Таблица 5 – Стратегия управления рисками

Table 5 – Risk management strategy

№ п/п	Стратегия управления риском	Категория риска	Величина риска (в результате балльной оценки)
1	№4 – «Устранение» с дублированием не менее ½ проектных решений по ликвидации риска	1 – Очень высокий	От 25 и более
2	№4 – «Устранение»	2 – Высокий	От 20 до 25
3	№3 – «Сокращение»	3 – Средний	От 15 до 20
4	№2 – «Мониторинг»	4 – Ниже среднего	От 10 до 15
5	№1 – «Принять к сведению»	5 – Низкий	От 0 до 10

Известно, что уровень риска при этом во многом зависит от масштаба ожидаемых потерь и вероятности их возникновения. Поэтому процедура оценки риска предполагает, прежде всего, знание двух параметров – стоимость ущерба от аварии (отказа) и вероятность этого события. Интегральный риск для ряда событий определяется как сумма рисков этих событий. При этом вероятность конечного события определяется произведением вероятностей событий.

Опираясь на опыт эксплуатации нефтепроводов по сей день и в соответствии классификации разлива нефти из трубопроводов можно оценить факторы эколого-экономического риска.

Примем, что величина аварийной утечки составляет q ($\text{м}^3/\text{час}$), тогда степень утечки (разлива) или относительная утечка составит: $\frac{q}{Q_0}$ (Q_0 – расход ($\text{м}^3/\text{час}$) в трубопроводе до проявления аварии).

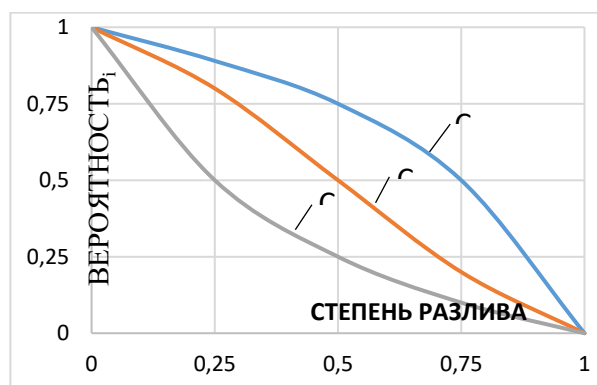


Рисунок – Вероятность разлива нефти в зависимости от степени разлива. C_1 – C_3 – различные сценарии

Figure – The probability of an oil spill depending on the extent of the spill. C_1 – C_3 - different scenarios

Тогда изменение вероятности разлива нефти ($P_{р.н.}$) в зависимости от степени разлива ($\frac{q}{Q_0}$) можно представить так, как показано на рисунке.

Так как трубопроводы при нормальной эксплуатации обеспечивают полную герметизацию, потенциальные утечки могут произойти в результате нарушения герметичности, и, как показывает практика, в основном это протечки через неплотности трубопроводов, соединений, арматуры, а также аварийные отверстия различных размеров, как видно из рисунка, в отличие от незначительных утечек для больших значений разливов нефти вероятность их возникновения очень низкая ($< 0,1$) [9].

Риски, связанные с эксплуатацией ПНГ, можно классифицировать соответствие с категориями по таблице 4. Категория ПНГ присваивается по максимальному риску, связанному с одним из риск образующих событий, которые могут произойти в процессе его эксплуатации.

Риск по определению содержит в себе 2 координаты – вероятность и последствия, наиболее удобным его математическим аналогом является «вектор». Поэтому величина риска (R) есть длина 2-хмерного вектора, у которого координата Π – баллы за последствия отказа, а координата B – баллы за вероятность отказа. При этом величина риска рассчитывается по формуле [8]:

$$R = \sqrt{B^2 + \Pi^2}$$

где R – риск; B – вероятность, оцененная в баллах от 0 до 25; Π – последствия, оцененные в баллах от 0 до 25.

Как известно, немаловажное значение имеет управление эксплуатационными

рисками технологических промышленных трубопроводов.

Результаты оценки рисков при дальнейшей эксплуатации могут применяться: для определения периодичности и объема ремонта, капитального ремонта, технического диагностирования; для разработки ранжированного по рискам перечня мероприятий по поддержанию работоспособности и приведению в нормативное состояние ПНГ в процессе эксплуатации; для расчета инвестиций (физических объемов работ) на восстановление работоспособности ПНГ с целью вывода из состояния бездействия, реконструкции действующих ПНГ и обустройства новых месторождений нефти и газа; иные виды работ на протяжении цикла ПНГ.

Выбор стратегий управления рисками проводится отдельно для каждого риск образующего события в зависимости от категории и величины риска. Соответствие между категорией риска и выбранной стратегией управления риском представлено в таблице 5.

Для каждого риск-фактора, который может привести к отказу проектируемого нефтегазопровода, должны быть предусмотрены проектные решения и требования к эксплуатации, устраняющие / снижающие негативные последствия и/или снижающие вероятность нарушения целостности ПНГ. Проектные решения по снижению эксплуатационных рисков и повышению надежности ПНГ разрабатываются в соответствии с действующими нормами проектирования и безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов.

Заключение

Дана классификация эксплуатационных рисков промышленных трубопроводов сбора и транспортировки нефти и газа.

Исследован характер изменения вероятности утечки (разлива) нефти в зависимости от степени разлива.

Предложена стратегия управления эксплуатационными рисками при функционировании промышленных нефтегазопроводов.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, связанных с публикацией данной статьи.

REFERENCES

1. Instrukciya po uchotu nefti pri ee transportirovke. Ufa, VNIISTP neft, 1995, 68s. *(in Russian)*
2. Əhmədov B.Ə., İsmaylova H.Q. Azərbaycanca ətraf mühitin çirklənməsinin əsas mənbələri və ekoloji durumun qiymətləndirilməsi / *Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərin Xəbərləri* №6(40), 2005, s.79-86 *(in Azerbaijani)*
3. Kravchenko V.F. Oхрана okrujayushey sredy pri transporte i xranenii nefti i nefteproduktov // *Obzory zarubejnoj literatury*. M, VNIIOENQ, 1976 *(in Russian)*
4. Kontrol utecek nefti i nefteproduktov na maqistralnyx truboprovodax pri ekspluatatsii M., *VNIIOENQ*, 1981, s. 2-16 *(in Russian)*
5. İsmaylova X.Q. Ob ocenke usherba ot avariynyx poter dlya razlichnyx kategoriy utecek nefti / *Materialy 69 mejdunarodnoy molodejnoj nauchnoy konferenciy "Neft i qaz - 2015"* Moskva, 2015, s.98 *(in Russian)*
6. Kremmer V.N. Sistema kontrolya utecek nefti i nefteproduktov iz truboprovodov // *Transport i xranenie nefti i nefteproduktov. Zarubejnyy opyt: EKSP.M.*, VNIIOENQ, 1980. *(in Russian)*
7. Metodicheskoe rukovodstvo po ocenke stepeni riska avarii na maqistralnyx nefteprovodax. Rukovod-yashiy document, M., 2002. *(in Russian)*
8. Shaxov V.V. Vvedenie v straxovanie: ekonomicheskiy aspekt. M. *Finansy i statistika*, 1992, 192s. *(in Russian)*
9. İsmayilov G., İsmayilova H., Babirov H., Jabrayilov R. Assessment of environmental oil spills and economic-environmental risks. RT and A, special issue №4(70), vol.17, november 2022, p. 212-217 *(in English)*
10. İsmayilov Q.Q., Səfərov N.M., Calalov Q.İ. Neftçixarmada su-neft sistemləri əsasında reotexnoloji üsulların yaradılması və tətbiqinin perspektivliyi. *Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri*, cild 8, №1, 2016, s.74-84 *(in Azerbaijani)*