

Rheotechnological Approach to Increasing the Efficiency of Technological Processes in Oil Production

Y.V. Mammadova

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

For correspondence:

Mammadova Yevgeniya / e-mail: jenya_baku@mail.ru

Abstract

The article discusses the tasks of identifying the features of the lifting process of abnormal oils that significantly affect the flow rate of the working agent, and the appointment of uniform modes for wells with similar geological and technical operating conditions. The analysis of the results showed that the reason for the formation of an increased volume of the gas phase in the borehole fluid, in comparison with the formation oil. When lifting viscoelastic oils, unlike viscous oils, such phenomena as slippage of the injected gas are excluded, which brings its work closer to the process of piston displacement. When assessing the relaxation time of non-Newtonian oils, it was found that with an increase in temperature, a degeneration of viscoelastic properties is noted, which in turn affects, under the same conditions, the specific consumption of the working composition, which tends to increase.

Keywords: abnormal oil, viscosity of bedded oil, structural properties, emulsion, velocity of shift fault.

DOI: 10.52171/2076-0515_2021_13_04_76_84

For citation:

Mammadova Y.V.

[Rheotechnological approach to increasing the efficiency of technological processes in oil production]
Herald of the Azerbaijan Engineering Academy, 2021, vol. 13, no. 4, pp. 76-84 (in Russian)

Neft istehsalında texnoloji proseslərin səmərəliliyinin artırılmasına reotexnoloji yanaşma

Y.V. Məmmədova

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

Yazışma üçün:

Məmmədova Yevgeniya / e-mail: jenya_baku@mail.ru

Xülasə

Məqalədə işləyən maddənin axın sürətinə əhəmiyyətli dərəcədə təsir edən anomal yağların qaldırılması prosesinin xüsusiyyətlərinin müəyyənləşdirilməsi və oxşar geoloji və texniki istismar şərtləri olan quyular üçün vahid rejimlərin təyin edilməsi vəzifələri müzakirə olunur. Nəticələrin təhlili göstərir ki, qaz yağı ilə müqayisədə qaz fazasının artan həcmi yaranma səbəbi. Viskoelastik yağları qaldırarkən, viskoz yağlardan fərqli olaraq, vurulmuş qazın sürüşməsi kimi hadisələr istisna olunur ki, bu da işini piston yerindən dəyişdirmə prosesinə yaxınlaşdırır. Nyutondan kənar yağların rahatlaşma müddətini qiymətləndirərkən, temperaturun artması ilə viskoelastik xüsusiyyətlərin dejenerasyonunun qeyd edildiyi, bunun da eyni şərtlər altında işləyən kompozisiyanın xüsusi istehlakına təsir etdiyini, artırmaq.

Açar sözlər: anormal yağ, formalaşma yağının özlülüyü, struktur xassələri, emulsiya, kəsmə sürəti.

DOI: 10.52171/2076-0515_2021_13_04_76_84

УДК 622.276.5

Реотехнологический подход к повышению эффективности технологических процессов в нефтедобыче

Е.В. Мамедова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (Азадлыг пр. 20, Баку, AZ1010, Азербайджан)

Для переписки:

Мамедова Евгения / e-mail: jenya_baku@mail.ru

Аннотация

В статье рассмотрены задачи выявления особенностей процесса лифтирования аномальных нефтей, существенно влияющих на расход рабочего агента, и назначения единых режимов для скважин со сходными геолого-техническими условиями работы. Анализ результатов показал причину образования в скважинном флюиде повышенного объема газовой фазы, по сравнению с пластовой нефтью. При подъеме вязкоупругих нефтей, в отличие от вязких, исключаются такие явления, как проскальзывание нагнетаемого газа, что приближает его работу к процессу поршневого вытеснения. При проведении оценки времени релаксации неньютоновских нефтей установлено, что по мере увеличения температуры отмечается вырождение вязкоупругих свойств, что, в свою очередь, сказывается при этих же условиях на удельном расходе рабочего состава, который проявляет тенденцию к росту.

Ключевые слова: аномальная нефть, вязкость пластовой нефти, структурные свойства, эмульсия, скорость сдвига.

Введение

Проблеме повышения КПД газожидкостного подъемника при добыче ньютоновских и, особенно, неньютоновских нефтей посвящены многочисленные исследования. Несмотря на это, эффективность данного способа добычи продолжает оставаться не очень высокой и требует применения совершенно новых подходов.

Одним из методов, позволяющих увеличить производительность газлифтных подъемников, является использование инновационных реотехнологий.

В статье описываются исследования неньютоновских нефтей, их реологические свойства, а также их влияние на технико-экономические показатели газлифтных скважин.

Результаты экспериментальных исследований показали, что вязкоупругая нефть содержит повышенный объем пластового газа, который наряду с нагнетаемым агентом способствует поднятию добываемого флюида по стволу скважины на поверхность.

Необходимо отметить, что при работе газлифтного подъемника будут проявляться такие негативные явления, как прорыв и проскальзывание газа.

В работе приводятся расчеты по определению темпов изменения давления в призабойной зоне пласта и в стволе скважины.

Наличие в системе «пласт-скважина» запаздывания времени «отклика» на воздействие рабочим агентом требует учета релаксационного времени газожидкостной смеси как в пласте, так и в трубе подъемника [1, 3]. В связи с этим является актуальным определение релаксационных вре-

мен и поиск путей регулирования этого параметра.

В литературе предложены многочисленные исследования по применению физических полей – поля давления, тепловых полей, магнитных, электрических в качестве регулирования времен релаксации [4, 5], для придания неньютоновским нефтям свойств ньютоновских жидкостей.

Решая эту задачу, появляется возможность управления реологическими свойствами пластовых аномальных нефтей путем выбора технологического режима добычи.

Были проведены экспериментальные работы по обработке неньютоновских нефтей путем последовательной разгрузки системы. Оценка реологических свойств до и после эксперимента в бомбе PVT осуществлялась на ротационном вискозиметре Реотест-2 с последовательным применением компьютерной программы.

Исследованиями отмечено, что весной и летом на выходах трубопроводов показания расходомеров были значительно ниже, чем в зимний период. Предполагалось, что причиной этому может быть изменение процесса структурообразования потока в трубопроводе.

В связи с этим были проведены исследования по выявлению реофизических свойств скважинной продукции НГДУ «Наримановнефть». После барообработки и понижения температуры наблюдалось, что вязкоупругие пластовые нефти обретают ньютоновские свойства.

Постановка задачи

При добыче вязкоупругой нефти газлифтным способом, необходимо, опираясь на реофизические свойства добываемого

флюида и гидродинамические особенности породы пласта, уточнить объем компримированного газа в газлифтный подъемник.

Учитывая, что структура «пласт - скважина – трубопровод» представляет собой единую гидродинамическую систему, можно сделать заключение, что проявление неравновесности обязано как особенностям продукции скважин, так и особенностям самого пласта.

Результатом неравновесных процессов в пласте является явление начального градиента давления (НГД) физических полей. Такой подход позволил считать правомочным поиск путей регулирования физическими полями.

Методика исследования

Эксперименты проводились и по изучению влияния парафина на реологические свойства нефти. По мере добавления парафина в пластовой флюид при температуре выше температуры кристаллизации, путем снятия кривой восстановления давления в капилляре определялись релаксационные времена.

С ростом концентрации парафина увеличивается релаксационное время.

Термообработке подвергался ряд нефтей с различным содержанием смол, асфальтенов и парафинов. Эксперименты проводились на охлаждающем аппарате «NESLAB» с последующими ротавискозиметрическими замерами. Используемая аппаратура позволила производить термообработку флюида, как при движении, так и в состоянии покоя. Удалось достичь различных скоростей охлаждения от 0,9⁰С/мин. до 3,5⁰С/мин, что повлияло на полученный эффект.

Для нефтей с содержанием парафина от 50% и выше, низким содержанием смол и асфальтенов (1-2%) улучшение реологических параметров не отмечается. Также установлена возможность термообработки нефтей при сравнительно невысоких температурах (50⁰С) за счет кратности обработки.

Одним из традиционных способов получения информации о состоянии системы пласт-насыщающий флюид является снятие кривой восстановления давления, на которое могут оказывать влияние как свойства породы, так и свойства жидкостей.

Эксперименты проводились на гидрофильной (проницаемость $0,35 \times 10^{-12} \text{ м}^2$) и гидрофобной (проницаемость $1,12 \times 10^{-12} \text{ м}^2$) пористых средах.

В качестве исследуемых модельных жидкостей использовались: трансформаторное масло: трансформаторное масло 10%; трансформаторное масло с добавлением парафина 20%.

Температура в системе поддерживалась постоянной (Т=313 К) выше температуры кристаллизации парафина. Эксперименты были проведены для следующего спектра давления на выходе из модели пласта (0; 0,1; 1,0; 3,0; 5,0; 7,0; 9,0; 11,0; 13,0 Мпа), а на выходе давление поддерживалось постоянным – 0,012 Па.

Результаты экспериментов показали, что время восстановления давления в гидрофобной среде значительно дольше времени восстановления давления в гидрофильной породе, хотя проницаемость гидрофобной среды в 3 раза больше гидрофильной.

По мере увеличения противодействия на выходе время восстановления давления уменьшается. Наряду с этим необходимо

отметить, что при снятии КВД в гидрофобной пористой среде при наличии парафина в трансформаторном масле, давление довосстанавливается на 0,1 – 0,15 МПа до давления на входе 15,0 Мпа. В остальных случаях подобного факта не наблюдалось.

Наблюдаемые эффекты объясняются как поверхностными явлениями, так и релаксационными свойствами жидкости, которые возникают при добавлении парафина при температуре выше температуры кристаллизации.

Ранние исследовательские работы показали, что неньютоновские нефти обладают аномальными свойствами. Аномальные свойства нефтей проявляются, прежде всего, в изменчивости их вязкости от воздействующего напряжения сдвига.

Вязкость нефти зависит от наличия высокомолекулярных соединений, газообразных, твердых веществ и степени их дисперсности.

Увеличение содержания в углеводородной жидкости высокомолекулярных соединений, таких как смолы, парафины, асфальтены ведут к образованию структурных пространственных сеток [1, 2].

Для изучения вопроса повышения к.п.д. лифта при добыче неньютоновских нефтей были проведены лабораторные эксперименты на установке, схема которой представлена на рисунке 1.

Экспериментальная установка состоит из следующих основных узлов:

1 - колонка с пористой средой (модель пласта); 2 - бомба высокого давления; 3 – пресс ручной; 4 - манифольд; 5 - сосуд для продавочной жидкости; 6 - термостат; 7 - модель газожидкостного подъемника,

состоящая из трубы $d=8.10-3\text{м}$ длиной 3,4м; 8 - внешняя труба $d=20.10-3\text{м}$ длиной 3,5м; 9 - газовый баллон; 10 - регулятор давления; 11 - газовый счетчик; 12 – замерная емкость; 13 - образцовый манометр; 14 - регулировочные вентили.

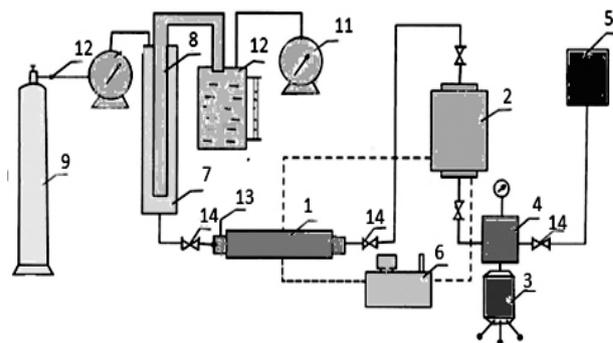


Рисунок 1 – Экспериментальная установка (схема)
Figure 1 – The experimental plant (scheme)

В эксперименте использовалось трансформаторное масло вязкостью 3,8 мПа·с, плотностью 820кг/м³ и смесь гудрона и трансформаторного масла.

Известно, что ньютоновские жидкости превращаются в неньютоновскую систему при добавке к ним высокомолекулярных соединений гудрона. После установления режима работы скважины производился замер показаний газовых счетчиков и производительность газлифтной скважины.

По ходу проведения исследования несколько раз изменялся режим работы скважины, и для каждого режима снимались замеры параметров лифта. После этого строилась зависимость между производительностью скважины, расходом закачиваемого газа $Q=Q(V_r)$ и удельным расходом рабочего агента $R_0=R_0(V_r)$ (табл. 1, 2).

Таблица 1 – Результаты экспериментальных исследований лифтирования ньютоновских (трансформаторное масло) и неньютоновских (смесь трансформаторного масла и гудрона) жидкостей
Table 1 – The results of experimental studies of lifting Newtonian (transformer oil) and non-Newtonian (a mixture of transformer oil and tar) liquids

Трансформаторное масло				10%-ый раствор гудрона в трансформаторном масле			
Расход газа, $V_r 10^{-6}$, м ³ /с	Дебит жидкости, $Q_{ж} 10^{-6}$, м ³ /с	Дебит газа, $Q_g 10^{-6}$, м ³ /с	Удельный расход газа, R_0 , м ³ /м ³	Расход газа, $V_r 10^{-6}$, м ³ /с	Дебит жидкости, $Q_{ж} 10^{-6}$, м ³ /с	Дебит газа, $Q_g 10^{-6}$, м ³ /с	Удельный расход газа, R_0 , м ³ /м ³
100	0,078	3,2	1252	100	0,1	4	1000
200	0,8	15,7	250	200	1,3	17	153
300	2,0	45	150	300	2,5	70	120
400	2,5	76	160	400	3,1	85	129
500	3,0	98	169	500	3,1	87	161
600	3,3	100	181	600	3,0	81	160
700	2,8	80	250	700	2,4	68	240
800	2,0	41	400	800	1,8	16	144

Таблица 2 – Свойства реологической жидкости в различных процентных соотношениях (смесь трансформаторного масла и гудрона)

Table 2 – Properties of rheological fluid in various percentages (a mixture of transformer oil and tar)

Система	Плотность, ρ , кг/м ³	Вязкость μ , мПа с	Интервал измерения		$\eta_{эф}$, Па с	$1/\eta_{эф}^2$, Па ⁻² с ⁻²	τ^2 , Па ²
			τ , Па	γ , с ⁻¹			
Трансформаторное масло	878	10,0	-	-	-	-	-
			9,5	364,5	0,0261	1470	90
			11,1	437,4	0,0255	1538	123
Трансформаторное масло + 5% гудрона	890	12,6	16,3	656	0,0248	1639	266
			17,5	729	0,0240	1736	306
			31,2	1312	0,0238	1770	973
Трансформаторное масло + 10% гудрона	900	17,2	12,5	364,5	0,0342	855	156
			13,7	437,4	0,0313	1021	188
			17,7	656	0,0270	1371	313
Трансформаторное масло + 15% гудрона	915	20,5	18,9	729	0,0259	1492	357
			32,5	1312	0,0248	1639	1056
			12,7	218,7	0,0580	294	161
			13,2	243	0,0543	344	174
			14,5	364,5	0,0398	633	210
			15,2	437,4	0,0347	833	231
Трансформаторное масло + 10% гудрона	915	20,5	20,3	656	0,0309	1048	412
			21,2	729	0,0291	1182	449
			35,4	1312	0,0270	1371	1253

Результаты экспериментов показали, что при одинаковых темпах изменения давления в пористой среде и стволе скважины, дегазация вязкоупругой нефти в пласте из-за неравновестности этого процесса испытывает затруднения, а попадающая в трубу скважины нефть содержит повышенный объем пластового газа, который совершает полезную работу.

При поднятии вязкоупругой нефти прорыв и проскальзывание компримированного газа исключаются, и работа газовой фазы приближается к моменту поршневого выдавливания нефти. Поэтому в скважинах, добывающих данные нефти, значение удельного расхода газа меньше, чем при добыче обычных вязких нефтей.

Результаты экспериментов по лифтированию данного флюида представлены в табл. 1, а графики зависимостей $Q=Q(V_r)$, $R_0=R_0(V_r)$ на рис. 2 и 3.

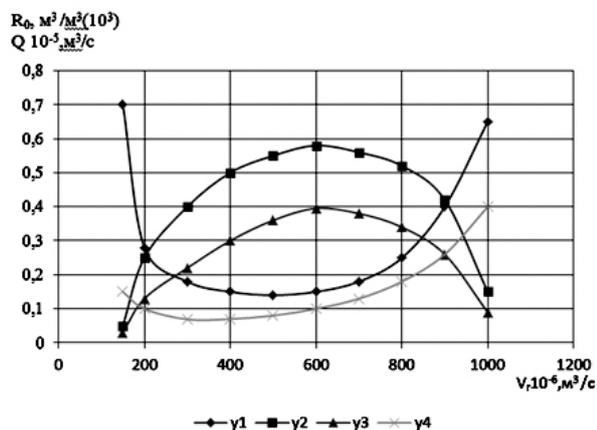


Рисунок 2 – Зависимость удельного расхода рабочего агента R_0 и производительности лифта $Q_{ж}$ от расхода рабочего агента V_r :
1,3 – трансформаторное масло; 2, 4 – трансформаторное масло + 10% гудрон

Figure 2 – The dependence of the specific consumption of the working agent R_0 and the elevator performance of from the consumption of the working agent V_g :
1,3 – transformer oil; 2,4 - transformer oil + 10% tar. + 10% tar at different temperatures.

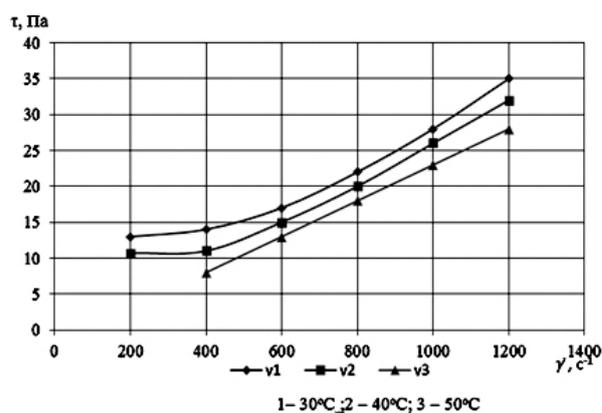


Рисунок 3 – Зависимость $\tau = \tau(\dot{\gamma})$ для раствора трансформаторное масло + 10% гудрона при различных температурах.

Figure 3 – Dependence $\tau = \tau(\dot{\gamma})$ for transformer oil solution

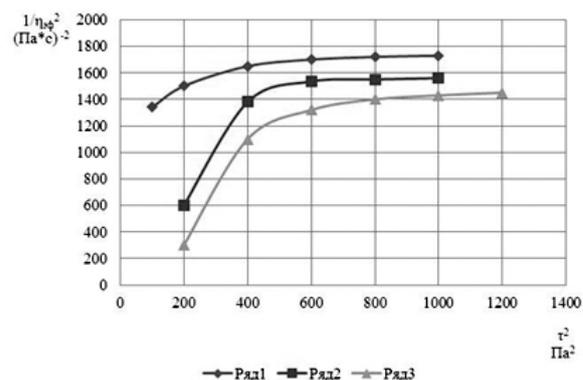


Рисунок 4 – Зависимость $1/\eta\tau^2 = \tau^2$ для раствора трансформаторное масло + гудрон при различных температурах:
1 – 500, 2 – 400, 3 – 300.

Figure 4 – Dependence $1/\eta\tau^2 = \tau^2$ for transformer solution oil + tar at various temperature:
1 – 500, 2 – 400, 3 – 300.

Так, на прямолинейном участке графика (рис.4) система носит линейный характер. По результатам ротавискозиметрических исследований для смеси гудрона и трансформаторного масла (при различных температурах) видно, что на участках, где кривая параллельности τ^2 , система соответствуют вязкому ньютоновскому течению и носит линейный характер. Нелинейная часть кривой выражает прояв-

ление вязкоупругих свойств флюида, что характеризует неньютоновское течение.

При фильтрации нефти в призабойной зоне к стволу скважины, в давление будет падать, что и приводит к выделению газа из пластового флюида. Изменения значений пластового давления или темп падения давления определяют из выражения:

$$\left| \frac{dp}{dt} \right| = \left| \frac{dp}{dr} \frac{dr}{dt} \right| = \frac{dp}{dr} \frac{1}{m} v = \left(\frac{dp}{dr} \right)^2 \frac{k}{\mu m} = \frac{\mu}{km} v^2 = \frac{\mu}{km} \left(\frac{Q}{2\pi hr} \right)^2 \quad (2)$$

Зависимость (2), изменения скорости является причиной проявления инерционных сил, что приводит к усилению влияния аномальных свойств нефти [1]. Применяв данные ротовискозиметрических исследований (при различных температурах) и методику Кросса [5] и, можно вычислить время релаксации, исследуемого раствора. Если принять, что $x=\tau^2$, а $y = \frac{1}{\eta_t^2}$, то можно записать зависимость: $Y = ax+b$, где $a = \frac{1}{4G^2\eta_t^2}$; $b = \frac{1}{\eta_t^2}$.

Примем за φ - угол наклона прямой к оси абсцисс, а b – отрезок, который отсекается прямой по оси ординат. Тогда:

$$G = \sqrt{\frac{b}{4tg\varphi}} \text{ (Па)} \quad (3)$$

$$\eta_t = \sqrt{\frac{1}{b}} \text{ (Па * с)} \quad (4)$$

Разделив значение модуля упругости на показатель вязкости жидкости при определенной температуре, можно найти время релаксации раствора.

Результаты исследований приведены в таблице 3 и показывают, что при повышении температуры время релаксации аномальных нефтей будет уменьшаться.

Определить темп изменения давления можно исходя из выражения:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{\mu}{km} \left(\frac{Q}{2\pi hr} \right)^2 \quad (5)$$

где d – диаметр модели пласта.

По результатам эксперимента сделан вывод, что наибольшая скорость фильтрации пластового флюида в призабойной зоне. Но свою максимальную скорость поток набирает у стенок подъемника [6, 7].

Таблица 3 – Результаты исследований по оценке времени релаксации
Table 3 – The results of studies on the evaluation of relaxation time

№№	b	Температура, T ⁰ ,С	Угол наклона $\varphi/tg\varphi$	Истинная вязкость, $\eta_t, \text{мПа*с}$	Модуль упругости, G, Па	Время релак- сации, t, с
1	2	3	4	5	6	7
1	0,3	30	30/0,57	1,3	0,36	3,6
2	1,1	40	45/1	0,95	0,5	1,9
3	2,3	50	60/1,73	0,65	0,57	1,1
4	9	60	70/2,74	0,33	0,9	0,4

Заклучение

Полученные результаты показывают, что для подъема одного и того же объема ньютоновской и вязкоупругой жидкости, для второго требуется меньший расход газа, что может быть использовано для улучшения технологических процессов добычи неньютоновской нефти.

На ротационном вискозиметре были исследованы реологические свойства ано-

мальных нефтей (раствор гудрона в трансформаторном масле) с изменением скоростей сдвига в диапазоне $\dot{\gamma}=100 - 1300 \text{ с}^{-1}$ и соответствующим им значениям касательного напряжения сдвига τ . Результаты исследований приведены в таблице 2.

Соотношение $\eta_{\text{эф}}=\tau/\dot{\gamma}$ позволяет определить соответствующие значения эффективной вязкости.

REFERENCES

1. **Mirzadzhanzade A.Kh., Filippov V.T., Ametov I.A.** Sovmestnyye metody v nefte dobyche. Moscow: *Tekhnika* OOO "Tuma GRUP" Publ., 2002. 144p. (in Russian)
2. **Salavatov T.SH., Dadashzade M.A., Mammadova Ye.V.** Reodinamicheskiye osobennosti dvukhfaznogo tekheniya. *Azerbaijan Oil Industry*, 2012, no. 4, Pp. 30-32. (in Russian)
3. **Salavatov T.SH., Mammadova Y.V.** K voprosu povysheniya proizvoditel'nosti skvazhin / Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey i bitumov». Ukhta, 2012. V.1, p.13. (in Russian)
4. **Mamedova Ye.V.** Uchet reologicheskikh svoystv nen'yutonovskikh neftey tekhnologicheskikh protsessakh nefte dobychi. *Herald of the Azerbaijan Engineering Academy*. Baku. Vol. 8, no. 4, 2016, pp. 53-58. (in Russian)
5. **Brill J.P., Mukherjee H.** Multiphase Flow in Wells. Texas, Richardson Publ., 1999. 384p. (in English)
6. **Salavatov T.SH., Dadashzade M.A., Mamedova Y.V.** Issledovaniye gazliftnykh skvazhin v protsesse ikh puska nefte dobych. *Herald of the Azerbaijan Engineering Academy*. Baku. Vol. 5, no. 1, 2013, pp. 58-63. (in Russian)
7. **Mamedov A.V., Mamedzade R.B., Mamedova Y.V.** Vliyaniye fizicheskikh poley na reofizicheskuyu strukturu geterogennykh poley. *Herald of the Azerbaijan Engineering Academy*. Baku. Vol. 10, no. 1, 2018, pp. 76-80 (in Russian)

Поступило: 21.01.2021

Доработано: 14.12.2021

Принято: 21.12.2021