

УДК 622.276.58

ВЛИЯНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ И ТЕМПА ОХЛАЖДЕНИЯ НА ТЕКУЧЕСТЬ НЕФТЕЙ

Ф.Б. Исмайылова

Нефтям с аномальными свойствами присущи большие значения плотности, вязкости, высокое содержание парафиновых углеводородов и асфальтено-смолистых веществ (до 30%), высокая температура застывания (35–38°C), что повышает вероятность осложнения процесса добычи, промышленного сбора и подготовки нефтей. По этой причине для многих стран с холодными климатическими условиями проблема улучшения низкотемпературных свойств нефтей является одной из самых актуальных в решении проблем добычи и транспорта трудноизвлекаемых нефтей. Исследования последних лет показывают, что большое влияние на реологические свойства природных нефтяных смесей при термообработке оказывают скорости процессов нагрева/охлаждения. Опыт эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что в системах сбора и транспортировки нефти в силу обводненности нефтей и агрессивности пластовых вод часто образуются стойкие нефтяные эмульсии, осложняющие товарную подготовку нефтей.

В статье приведены результаты исследований по изучению влияния фактора обводненности на транспортировку скважинной продукции, а также влияния темпа охлаждения на температуру застывания нефтяных эмульсий. Лабораторные исследования показали, что увеличение содержания воды в эмульсиях до 40% и более приводит к значительному росту вязкости во всем температурном диапазоне. Показано также, что увеличение обводненности повышает температуру застывания нефти на 7-140°C.

Ключевые слова: вязкость, эмульсия, обводненность, темп охлаждения, реологические свойства, смола, асфальтены, парафины, кривые течения.

Введение

Известно, что в процессах добычи нефти и её транспортировки по нефтепромысловым трубопроводам происходит интенсивное обводнение и перемешивание разнородных нефтей. В результате полученная смесь и её реофизические свойства сильно отличаются от свойств исходной нефти. При этом, как правило, изменение свойств в нефтяных эмульсиях часто носит аномальный характер [1–8].

Важнейшими техническими характеристиками тяжелых природных нефтей являются их вязкость и реологические свойства. Эти характеристики определяют методы и продолжительность сливно-наливных операций, условия перевозки и перекачки, гидравлические сопротивления при транс-

портировке топлива по трубопроводам. Один из распространенных методов модификации реологических свойств тяжелых нефтей состоит в их тепловой обработке. Результаты исследований показывают, что в отличие от распространенного убеждения, термическая обработка природных нефтей не обязательно приводит к улучшению их реологических свойств [9].

Существенный положительный эффект термообработки наблюдается лишь при условии некоторого оптимального соотношения температуры обработки и температуры последующей эксплуатации. Более того, при сравнительно небольших отклонениях от оптимальных условий термообработка может приводить к резкому ухудшению параметров текучести жидких сред вплоть до

полного их застывания.

Проведены лабораторные исследования по изучению особенностей влияния обводненности аномальных нефтей на реологические свойства эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана смолистая и высокопарафинистая дегазированная нефть м. Мурадханлы, состав которой представлен в табл. 1.

Как видно из табл. 1, исследуемая нефть характеризуется значением плотности 845,9 кг/м³, высоким содержанием парафиновых углеводородов и асфальтено-смолистых веществ до 27% вес, обуславливающих высокую температуру её застывания (31°C).

Исследования сырых нефтей и нефтяных эмульсий различного происхождения

Таблица 1. Физико-химические свойства исследуемой дегазированной нефти

Плотность, кг/м ³	Вязкость динамическая при 20°C, мПа·с	Содержание, % вес.		
		парафины	смолы	асфальтены
845,9	125,5	17,15	9,12	0,68

отчетливо продемонстрировали различие их реологических свойств. Наиболее важная, с точки зрения применения, реологическая характеристика нефтей – это их вязкостные свойства (кривые течения), поскольку основные инженерные проблемы связаны с задачей транспортировки нефти на дальние расстояния. При этом следует учитывать, что сырая нефть – нестабильный материал, и её реологические и транспортные характеристики зависят от предыстория материала, которая определяет состояние кристаллизующихся компонентов. Кроме того, реологические свойства сырой нефти могут быть очень разнообразными и в сильной степени зависящими от её состава. Соответственно, реологические свойства сырой нефти варьируются от вязкой жидкости до вязко-пластичной среды с четко выраженным пределом текучести. К тому же реологические свойства многих нефтей в высокой степени чувствительны к изменению температуры, особенно если температуры транспортировки и кристаллизации содержащихся в нефти парафинов близки по значению [4, 5, 9].

Реологические испытания нефтей с различными степенями обводненности были проведены на реометре MCR 502 в диапазоне температур от 20 до 50°C. Кривые течения $\tau=f(\dot{\gamma})$ снимались в начале для безводной нефти, затем обводненной на 10–90%.

Реологические исследования безводной

нефти показали, что исследуемая нефть при высоких температурах ведет себя как ньютоновская жидкость, т.к. структура жидкости полностью разрушается. При температуре ниже 40°C вязкость увеличивается, проявляются аномально вязкие свойства в связи с кристаллизацией и ростом концентрации выделившихся парафинов в объеме нефти. При температурах 20 и 30°C безводная нефть обладает вязко-пластичными свойствами.

Реологические зависимости вязкости эмульсий от температуры при различных степенях обводненности приведены на рис. 1.

Как видно из рис.1, вязкость эмульсии при температурах выше 40°C слабо зависит от температуры и обводненности. Эмульсии с содержанием воды 10 и 20% по вязкости близки к исходной нефти во всем температурном интервале от +30 до 60°C. Увеличение содержания воды в нефти до 40% существенно сказывается на вязкости эмульсии; при температурах 20–50°C вязкость возрастает значительно по сравнению с исходной нефтью.

Проведенные лабораторные исследования показали, что, в отличие от температуры 20°C, увеличение содержания пластовой воды в нефтяных эмульсиях более 60% приводит к значительному росту вязкости при температурах 30, 40 и 50°C (рис. 2).

Проведены также специальные лабораторные исследования по изучению влияния

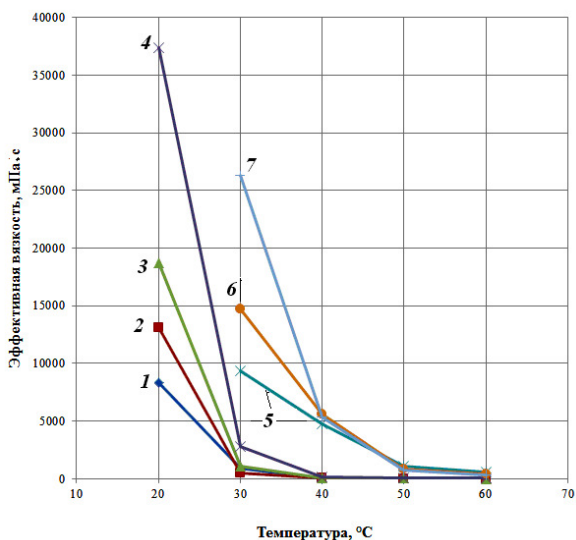


Рисунок 1. Зависимость вязкости нефти от температуры при различных значениях её обводненности

1÷7, соответственно, при обводненности 0, 10, 20, 30, 40, 70, 80 и 90%

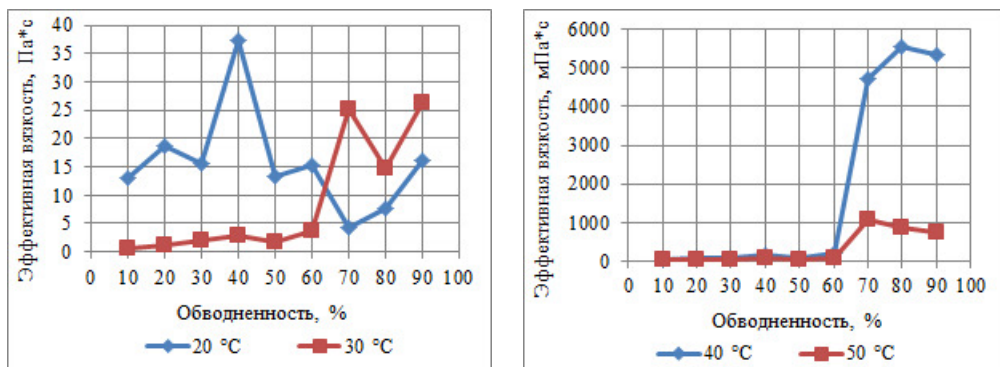


Рисунок 2. Зависимость вязкости эмульсии от степени её обводненности при разных температурах

темпа охлаждения на температуру застывания реологически сложных нефтяных эмульсий. Процесс охлаждения эмульсий различной обводненности 65-90% был проведен в лабораторных условиях, в среде с постоянной температурой в диапазоне от 0 до 35°C. Пробирку с эмульсией, нагретой до 50°C, помещали в криостат, что позволяло поддерживать заданную температуру, со смесью, охлажденной до 0°C, и засекали время. При достижении температуры

эмульсии 35°C секундомер останавливали и фиксировали значение времени, а исследование продолжали для определения температуры застывания. Аналогично повторяли исследования с эмульсией в криостате со смесью, охлажденной до 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35°C.

Результаты полученных значений времени охлаждения эмульсии при различных значениях обводненности и температуры в

Таблица 2. Время охлаждения эмульсии при различных значениях обводненности и температуры в криостате, мин

Обводненность, %	Температура в криостате, °С							
	0	5	10	15	20	25	30	35
65	3,07	3,27	4,03	4,43	5,40	7,32	10,45	22,41
70	3,32	3,56	4,16	4,59	6,44	6,04	10,24	21,34
75	3,39	3,48	4,24	4,58	5,54	7,18	10,05	20,25
80	3,08	3,29	3,47	4,22	5,38	6,56	9,56	18,42
85	2,57	3,39	4,05	4,44	5,18	6,49	9,03	18,51
90	3,13	3,42	3,57	4,36	5,33	6,56	9,05	20,45

криостате представлены в табл. 2.

Из табл. 2. видно, что, чем выше температура окружающей среды, тем больше нужно времени для снижения температуры эмульсии от 50 до 35°С.

Темп охлаждения характеризует относительную скорость изменения температуры тела во времени. Точность определения темпа охлаждения связана в основном с определением времени т.

Используя полученные результаты (табл. 2), были вычислены значения темпа

охлаждения по следующей формуле:

$$m = \Delta t / t, \text{ } ^\circ\text{C}/\text{мин} \quad (1)$$

где $\Delta t = 15^\circ\text{C}$;

t – время охлаждения эмульсии от 50 до 35°С, мин.

Результаты вычислений значений темпа охлаждения и температуры застывания при различных значениях обводненности эмульсии представлены в табл. 3.

Из табл. 3 видно, что с повышением тем-

Таблица 3. Температура застывания при различных степенях обводненности и темпах охлаждения эмульсии

Обводненность, %	Темп охлаждения, °С/мин							
	Температура застывания, °С							
65	4,89	4,58	3,72	3,39	2,78	2,05	1,44	0,67
	40	39	38	38	38	38	37	37
70	4,52	4,21	3,61	3,27	2,48	2,33	1,46	0,70
	41	40	40	39	38	37	37	36
75	4,42	4,31	3,54	3,28	2,71	2,09	1,49	0,74
	43	41	41	40	39	39	37	37
80	4,87	4,56	4,32	3,55	2,79	2,29	1,57	0,81
	43	41	41	41	41	40	39	39

пературы окружающей среды (температуры в криостате) наблюдается понижение темпа охлаждения эмульсии. На основании данных табл. 3 была построена зависимость температуры застывания нефти от темпа её охлаждения при различных значениях обводненности (рис. 3). Как видно из рис. 3, с увеличением темпа охлаждения нефтяной эмульсии температура её застывания повы-

шается. Таким образом, проведенные исследования по влиянию содержания воды в нефти и темпа охлаждения на температуру застывания эмульсий показали, что увеличение обводненности повышает температуру застывания эмульсии на $9 \div 11^\circ\text{C}$ по сравнению с исходной (дегазированной) нефтью.

Влияние степени обводненности на

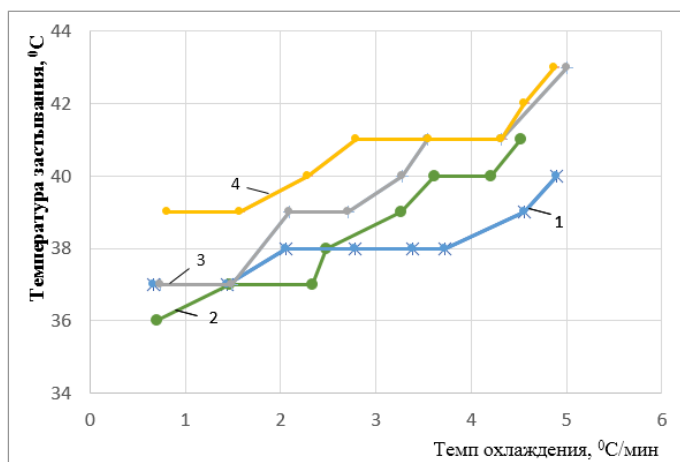


Рисунок 3. Изменение температуры застывания от темпа охлаждения эмульсий при различных значениях обводненности

1÷4 при обводненности 65, 70, 75, 80% соответственно

температуру застывания нефти было исследовано также на примере нефти м. Алят-дениз (скв. 44). Плотность и вязкость сырой нефти обводненностью 42% составили соответственно 897 кг/м³ и 132 мПа·сек, а содержание парафина, смол

и асфальтенов соответственно 19,25, 10,12 и 0,90% вес. Результаты исследований показали, что в отличие от предыдущей нефти, значительный рост вязкости эмульсий происходит при значениях обводненности до 10% (рис. 4).

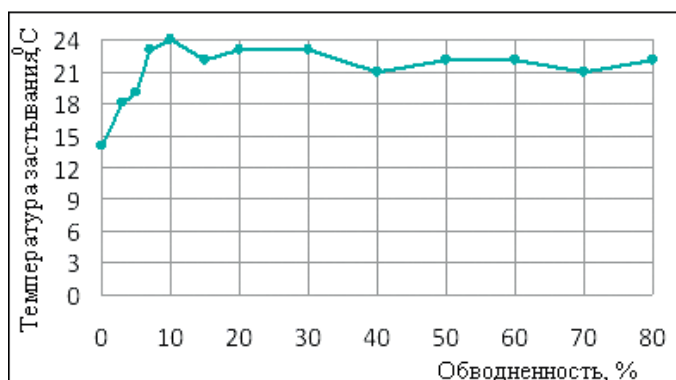


Рисунок 4. Изменение температуры застывания нефти месторождения Алят-дениз от обводненности

Следует отметить, что влияние темпа охлаждения на температуру застывания отмечалось и при испытании товарных (обезвоженных, разгазированных, очищенных) нефтей. Так, например, сравнение кривых изменения температур застывания

сырой и товарной нефтей м. Алят-дениз от степени обводненности показали, что в обоих случаях, начиная с темпа охлаждения 1,7°C/мин, происходит увеличение температуры застывания с различной интенсивностью (рис. 5).

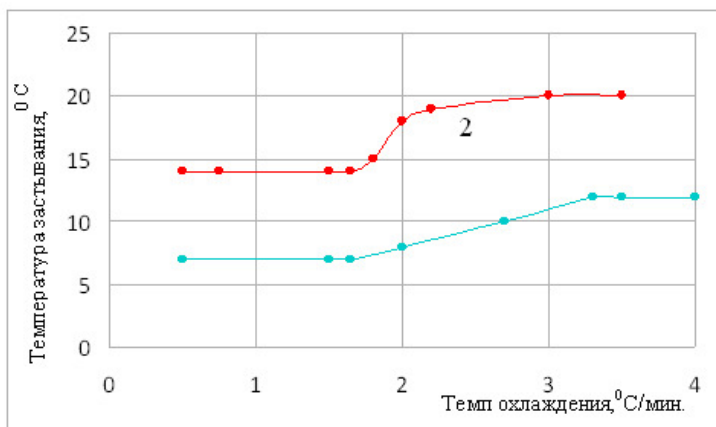


Рисунок 5. Влияние темпа охлаждения на температуру застывания нефти (Алят-дениз)

1 – товарная нефть, 2 – сырая нефть

Выводы

Проведенные исследования по влиянию содержания воды в нефти и темпа охлаждения на температуру застывания эмульсий на примере нефтей азербайджанских м. Алят-дениз и Мурадханлы показали, что увеличение обводненности повышает температуру застывания эмульсии на $9\div 11^{\circ}\text{C}$ по сравнению с исходной (дегазированной) нефтью. Влияние темпа охлаж-

дения на температуру застывания отмечалось и при испытании товарных нефтей.

В результате проведенных исследований установлено, что темп охлаждения определяется закономерностями кристаллизации парафинов. Для каждой нефтяной эмульсии существует определенный темп охлаждения, при котором температура застывания оказывается минимальной.

Список использованной литературы

- Исмайлов Г.Г., Серкебаева Б.С., Адыгезалова М.Б. О некоторых проблемах промысловой подготовки нефти и воды. – Известия Высших технических учебных заведений Азербайджана, т. 18, №1 (2016), с. 29–38. // Ismailov G.G., Serkebaeva B.S., Adygezalova M.B. O nekotorykh problemakh promyslovy podgotovki nefi i vody [About some problems of field preparation of oil and water]. – Izvestiya Vysshikh tekhnicheskikh uchebnykh zavedeniy Azerbaydzhana [Bulletins of the Higher Technical Educational Institutions of Azerbaijan], v. 18, №1 (2016), pp. 29–38.
- Касымов Т.Н. Совершенствование технологии сбора и транспорта парафинистых нефтей. – Алматы, Гылым, 2001, 180 с. // Kasymov T.N. Sovershenstvovanie tekhnologii sbora i transporta parafinistykh neftey [Improving the technology of collecting and transporting of paraffinic oils]. – Almaty, Gylym, 2001, 180 p.
- Карабалин У.С., Курбанбаев М.И., Муллаев Б.Т. и др. Совершенствование промысловой подготовки нефти на месторождениях с высокой обводненностью продукции (на примере месторождения Узень). – Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», 23–25 Февраля 2011 г., Актау, т. 2, с. 574–582. // Karabalin U.S., Kurbanbaev M.I., Mullaev B.T. and others. Sovershenstvovanie promyslovy podgotovki nefi na mestorozhdeniyakh s vysokoy obvodnennost'yu produktsii (na primere mestorozhdeniya Uzen') [Improvement of field

preparation of oil in fields with high water cut (on the example of the Uzen field)]. – Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Sovremennye problemy neftegazovogo kompleksa Kazakhstana» [Proceedings of the international scientific and practical conference «Modern problems of the oil and gas complex of Kazakhstan»], February, 23–25, 2011, Aktau, v. 2, pp. 574–582.

4. Байков Н.М., Позднышев Б.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. – М., Недра, 1981, 261 с. // Baykov N.M., Pozdnyshov B.N., Mansurov R.I. Sbor i promyslovaya podgotovka nefiti, gaza i vody [Collection and field preparation of oil, gas and water]. – Moscow, Nedra, 1981, 261 p.

5. Гумбатов Г.Г., Дашдиев Р.А. Химические реагенты, применяемые при добыче, подготовке нефти и газа. – Баку, Элм, 1999, 200 с. // Gumbatov G.G., Dashdiev R.A. Khimicheskie reagenty, primenyaemye pri dobyche, podgotovke nefiti i gaza [Chemical reagents used in the production, treatment of oil and gas]. – Baku, Elm, 1999, 200 p.

6. Небогина Н.А., Прозорова И.В. Юдина Н.В. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий. – Нефтепереработка и нефтехимия, 2008, №1, с. 21–23. // Nebogina N.A., Prozorova I.V. Yudina N.V. Osobennosti formirovaniya i osadkoobrazovaniya vodoneftyanykh emul'sii [Features of the formation and sedimentation of oil-water emulsions]. – Neftepererabotka i neftekhimiya [Oil refining and petrochemistry], 2008, №1, pp. 21–23.

7. Исмаилов Г.Г., Сафаров Н.М., Келова И.Н. О новом подходе к структурно-реологическим свойствам водонефтяных эмульсий. – Вестник Азербайджанской Инженерной Академии, 2011, т. 3, № 2, с. 81–94. // Ismailov G.G., Safarov N.M., Kelova I.N. O novom podkhode k strukturno-reologicheskim svoystvam vodoneftyanykh emul'sii [On a new approach to the structural-rheological properties of oil-water emulsions]. – Vestnik Azerbaydzhanskoj Inzhenernoy Akademii [Bulletin of the Azerbaijan Engineering Academy], 2011, v. 3, № 2, pp. 81–94.

8. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М., Недра, 1987, 183 с. // Lutoshkin G.S. Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody [Collection and preparation of oil, gas and water]. – Moscow, Nedra, 1987, 183 p.

9. Евдокимов И.Н. Нанотехнология управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. – М., Макс-Пресс, 2010, 364 с. // Yevdokimov I.N. Nanotekhnologiya upravleniya svoystvami prirodnykh neftegazovykh flyuidov [Nanotechnology for controlling the properties of natural oil and gas fluids]. – Moscow, Maks-Press, 2010, 364 p.

СУЛАНУ МЕН САЛҚЫНДАТУ ҚАРҚЫНЫНЫҢ МҰНАЙ АҒЫНЫНА ӘСЕРІ

Ф. Б. Исмаилов

Тығыздықтың, тұтқырлықтың жоғарғы мәндері, құрамында жоғары мөлшерлі (30% - ға дейін) парафинді көмірсутектер мен асфальт-шайырлы заттары бар, қату температурасы жоғары (35-38°С), қалыптан тыс қасиеттері бар мұнайларға тән келеді. Бұл жағдайлар, мұнай өндіру, жинау және дайындау процесін қиындатады. Осы себептен, суық климатты жағдайларда, көптеген елдер үшін мұнайдың температуралық төменгі қасиеттерін жақсарту мәселесі шығарылуы-қиын мұнайды өндіру және тасымалдау мәселелерін шешудегі ең өзекті мақсаттардың бірі болып табылады. Соңғы жылдардағы зерттеулер жылумен өңдеу кезінде табиғи мұнай қоспаларының реологиялық қасиеттеріне қыздыру/салқындату процестерінің жылдамдығы үлкен әсер ететіндігін көрсетті. Мұнай кен-орындарын пайдалану тәжірибесі көрсеткендей,

мұнайды жинау және тасымалдау жүйелерінде мұнайдың сулануы мен резервуар суларының агрессивтілігі мұнайдың тұрақты мұнай эмульсияларының жиі пайда болуына және де бұл жағдай мұнайды тауарлық деңгейге дейін дайындау барысында үлкен қиындықтарға әкеліп соқтырады.

Мақалада ұңғыма өнімін тасымалдауға сулану факторының әсері, сондай-ақ салқындату қарқынының мұнай эмульсияларының қату температурасына әсері бойынша зерттеулер нәтижелері келтірілген. Зертханалық зерттеулер көрсеткендей, эмульсиялардағы су мөлшерінің 40%, немесе одан да көп болуы, температураның барлық шектік аралықтарында тұтқырлықтың айтарлықтай өсуіне әкелді. Сондай-ақ, су көлемінің ұлғаюы мұнайдың қату температурасын 7-14⁰С-қа көтеретіні көрсетілген.

Түйін-сөздер: тұтқырлық, эмульсия, сулану, салқындату қарқыны, реологиялық қасиеттері, шайыр, асфальтендер, парафиндер, қисық ағымдар.

INFLUENCE OF WATER CUT AND RATES OF COOLING ON OIL FLOW

F.B. Ismayilova

Oils with anomalous properties are characterized by large values of density, viscosity, high content of paraffinic hydrocarbons and asphaltene-resinous substances (up to 30%), high pour point (35–38°C), which increases the likelihood of complications in the processes of production, field gathering and oil treatment. Therefore, for many countries with cold climatic conditions, the problem of improving the low-temperature properties of oils is one of the most pressing problems in the production and transportation of hard-to-recover oils. Recent studies show that the rates of heating / cooling processes have a great influence on the rheological properties of natural oil mixtures during heat treatment. The experience of operating oil fields shows that in oil gathering and transportation systems, due to the water cut of oils and the aggressiveness of formation waters, persistent oil emulsions are often formed, which complicate the commercial preparation of oils.

The article presents the results of studies of the influence of the water cut factor on the transportation of well products, as well as the effect of the cooling rate on the pour point of oil emulsions. Laboratory studies have shown that an increase in the water content in emulsions of more than 40% leads to a significant increase in viscosity over the entire temperature range. It is also shown that an increase in water cut increases the pour point of oil by 7-14°C.

Key words: viscosity, emulsion, water cut, cooling rate, rheological properties, resin, asphaltenes, paraffins, flow curves.

Информация об авторе

Исмайылова Фидан Бабали – канд. техн. наук, доцент, fidan.ismayilova.2014@mail.ru.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан