

Анализ зонального распространения высоковязких нефтей и изучение реологических свойств водонефтяных эмульсий Пермского края

К.А. Вяткин
лаборант
mr.viatkin@mail.ru

А.А. Кочнев
студент
sashakoch93@gmail.com

А.В. Лекомцев
доцент
alex.lekومتsev@mail.ru

ПНИПУ, Пермь, Россия

В рамках статьи рассматриваются условия образования, а также зональное распространение высоковязких нефтей на территории Пермского Прикамья. В работе представлены результаты исследований реологических свойств нефтей месторождений основных цехов по добыче нефти и газа в Пермском крае, приведены данные о распространении месторождений высоковязкой нефти. На основании полученных результатов, построена карта распределения динамической вязкости водонефтяных эмульсий на территории Пермского края.

Материалы и методы

Технологические данные с месторождения, литературные данные, лабораторный анализ.

Ключевые слова

высоковязкие нефти, водонефтяная эмульсия, реологические свойства, инверсия фаз

При постоянном увеличении потребления энергоносителей — углеводородов (УВ), несмотря на нестабильную стоимость нефти, добыча российских нефтедобывающих компаний не только не замедляется, а стабильно растет. Однако на фоне возрастающих потребностей большое количество нефтяных месторождений в России находится на завершающих стадиях разработки, более того, пик добычи, по мнению многих экспертов, уже пройден. В связи с этим всё внимание нефтегазодобывающих компаний должно быть обращено на так называемые нетрадиционные источники углеводородов: на природные битумы и тяжёлые нефти [1, 2].

На территории нашей страны основные промышленные запасы тяжёлой и высоковязкой нефти приурочены к трём нефтегазоносным провинциям: Волго-Уральской (ВУНГП), Западно-Сибирской (ЗСНГП) и Тимано-Печорской (ТПНГП). В большинстве стран мира такие трудноизвлекаемые запасы являются не только резервом добычи, но и основным направлением развития промышленности на ближайшие годы.

Условия формирования залежей тяжелой и высоковязкой нефти

Важнейшим условием образования залежей тяжелых вязких и высоковязких нефтей является потеря легких фракций в областях тектонических нарушений, а также гидрогеохимическое и биохимическое окисление нефтей в зонах палео- и современного гипергенеза. Пластовые воды в данных зонах окисляют нефть за счет переноса химических окислителей и различных микроорганизмов, вступающих в реакции, в ходе которых вязкость нефтей увеличивается, а подвижность — уменьшается. За счет этих факторов происходят вторичные преобразования нефтей и обогащение их тяжелыми фракциями.

Огромное влияние на распределение ВВН оказывает наличие пород-покрышек и

ловушек, которые они образуют. Залежи ВВН по качеству пород-покрышек не сильно отличаются от обычных залежей УВ. Выделяют четыре основных типа пород-флюидоупоров, с учетом масштаба их распространения и положения в разрезе (по А.А. Бакирову):

- региональные — непроницаемые толщи пород, распространенные на всей территории нефтегазоносной провинции (Западно-Сибирская провинция);
- субрегиональные — непроницаемые толщи пород, к которым приурочены нефтегазоносные области (туронские глины Западно-Сибирской провинции);
- зональные — непроницаемые толщи пород, распространение которых ограничивается зоной нефтегазонакопления (кунгурские отложения в Прикаспийской впадине);
- локальные — непроницаемые толщи, которые контролируют локальную структуру в пределах одной или нескольких залежей. Покрышки сложены сульфатами, глинами, мергелями и высокоглинистыми алевролитами или карбонатами.

Как основные элементы тектонического районирования областей ВВН, можно выделить положительные структуры 2-го порядка (валы, выступы), структуры 3-го порядка (куполовидные и локальные поднятия) и разрывные нарушения. По происхождению все локальные объекты делятся на 3 типа: тектонические, седиментационные, седиментационно-тектонические (смешанные).

Структуры 2 и 3 типа максимально распространены в верхних структурно-тектонических этажах, к которым и приурочены многочисленные залежи ВВН. Многие исследователи придерживаются мнения, что наличие локальных поднятий является одним из основных критериев при оценке перспектив нефте-битуминозности отложений [3].

Проанализировав данные о широтной дифференциации местоположения залежей ВВН, можно сделать вывод о степени и характере влияния различных факторов на залежи ВВН, представленные в схеме на рис. 1.

Как видно из рис. 1, основное влияние на формирование залежей ВВН нефтей оказывает тектоника.

Тектонические процессы создают благоприятные условия для осадконакопления в областях длительного прогибания [4]. Также за счет тектонических движений образуются различные дизъюнктивные нарушения (разломы, грабены, горсты, сбросы и т.д.) и зоны трещиноватости [5]. В данных зонах происходит миграция УВ по трещинам, каналам, а разрывные нарушения создают экранирующую поверхность для образования залежей УВ, в том числе, и для высоковязких.

За счет седиментогенеза происходит образование природных резервуаров,



Рис. 1 — Степень и характер влияния различных факторов на залежи ВВН

включающих породы-коллекторы и породы-покрышки. Седиментогенез является стадией литогенеза, где происходит накопление, перемещение и окончательное осаждение рассеянного органического вещества, которое играет огромное влияние в зарождении нефтематеринских толщ. НМТ — это карбонатно-глинистые породы, обогащенные РОВ (рассеянное органическое вещество), которые накапливались в областях длительного прогибания или в восстановительных условиях, где в дальнейшем происходит образование УВ.

Факторы, влияющие на образование залежей ВВН, зависят друг от друга, а значит, и исследовать их необходимо в комплексе.

Классификация нефти

В мире одной из самых известных является международная классификация нефтей API, которая была предложена в 1921 г. Американским институтом нефти: классификация нефтей на лёгкие и тяжёлые по относительной плотности нефти по отношению к плотности воды при той же температуре. Если величина градусов API менее 10 — нефть будет тонуть в воде, если больше 10 — будет плавать на её поверхности [6].

В России существует множество классификаций нефтей: И.П. Чоловского, Н.А. Еременко, В.И. Ермолкина и других авторов. Наиболее часто используется классификация А.А. Бакирова, по которой нефти по содержанию смол делятся на: малосмолистые (до 10%), смолистые (10–20%), высокосмолистые (20–40%); по содержанию серы: малосернистые (до 0,5%), сернистые (0,5–2%), высокосернистые (более 2%); по содержанию парафина: беспарафинистые (менее 1%), слабопарафинистые (1–2%), парафинистые (более 2 %).

По плотности нефти классифицируют на очень легкие (до 0,8 г/см³), легкие (0,8–0,84 г/см³), средние (0,84–0,88 г/см³), тяжелые (0,88–0,92 г/см³) и очень тяжелые (более 0,92 г/см³).

Низкая плотность характеризуется высоким количеством метановых УВ, низким содержанием асфальто-смолистых веществ,

а также значительным содержанием бензиновых и керосиновых фракций, которые выкипают при температурах до 300°С.

Тяжелые нефти имеют высокий удельный вес, благодаря повышенной концентрации асфальто-смолистых веществ, значительному содержанию в структуре углеводородных (УВ) циклических структур и низкому количеству легко выкипающих фракций [7].

В данной статье рассматриваются высоковязкие тяжелые нефти, которые классифицируются по международной классификации [8], принятой в 1983 г. на XI Мировом нефтяном конгрессе, геологической службой США и Информационным центром ООН по тяжелым нефтям и битуминозным песчаникам. По данной классификации выделяют:

- **Сверхтяжелые нефти** — нефти плотностью от 935 до 1000 кг/м³ (20–10 о API) и вязкостью от 1 000 до 10 000 сП (в т.ч. ПБ);
- **Тяжелые нефти** — нефти плотностью от 900 до 935 кг/м³ (25–20 о API) и вязкостью от 50 сП до 1 000 сП (в т.ч. ПБ).

Как одну из самых главных физических характеристик нефти, необходимо рассматривать вязкость.

По вязкости нефти классифицируются по 3 группам: маловязкие (менее 10 МПа·с); вязкие (10–100 МПа·с); высоковязкие (более 100 МПа·с) [9].

Зональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей

На основании опубликованных данных, на рис. 2 представлено зональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей для нефтеносных территорий Евразии.

Из анализа распределения нефтегазоносных бассейнов следует, что почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Вилуйского и Пенжинского) встречаются месторождения высоковязких нефтей, однако наиболее вязкие нефти России расположены в Тимано-Печорском и Прикаспийском бассейнах, средняя вязкость нефтей в данных бассейнах 122,15 мм²/с и 109,71 мм²/с соответственно. Оба этих бассейна расположены вдоль Предуральского краевого прогиба, на северной (Тимано-Печерский) и южной (Прикаспийский) окраинах Русской плиты. Бассейны разделены Волго-Уральским

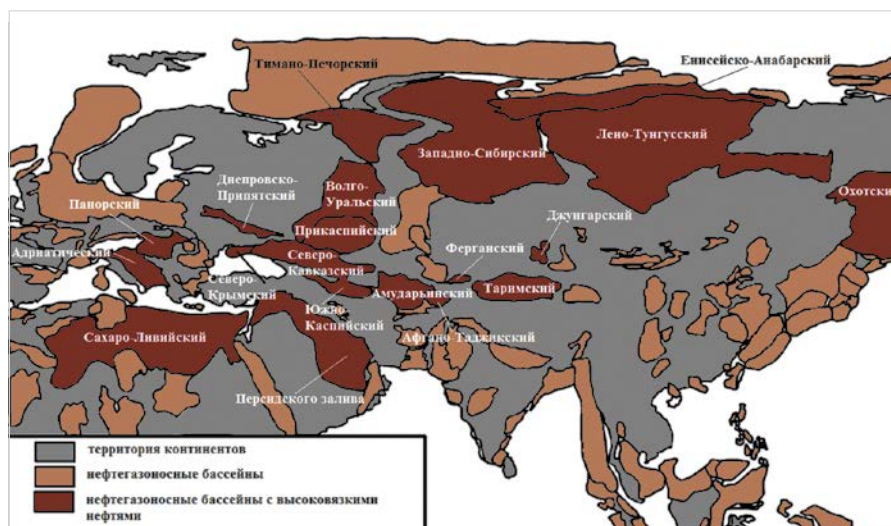


Рис. 2 — Зональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей

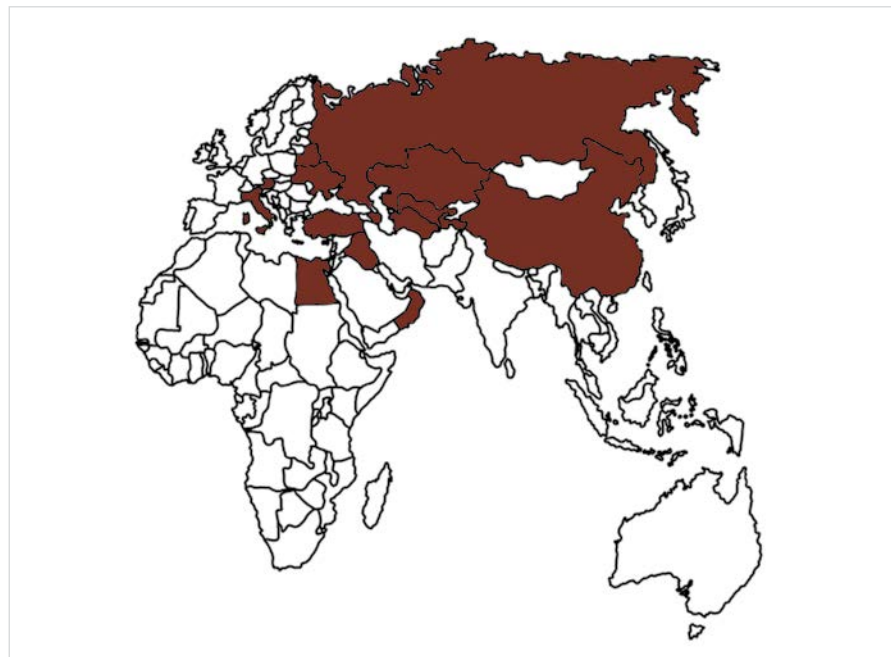


Рис. 3 — Зональное распределение ВВН по странам

Страна	Доля ВВН в %
Россия	75,05
Таджикистан	0,97
Туркменистан	1,17
Турция	0,1
Узбекистан	0,97
Украина	2,05
Австрия	0,1
Азербайджан	2,24
Белоруссия	1,27
Ирак	0,29
Египет	0,19
Италия	0,1
Казахстан	10,53
Китай	0,68
Оман	0,1
Другие	4,19

Таб. 1 — Доля запасов ВВН стран в общемировых запасах ВВН

нефтегазоносным бассейном, средняя вязкость нефтей в котором 47,13 мм²/с. Можно сделать вывод о том, что высокие вязкости нефтей вдоль Предуральского краевого прогиба (структуры 2-го порядка) обусловлены сложностью геологического строения данной зоны, что благоприятно сказывается на образовании ВВН.

Можно выделить Енисейско-Анабарский нефтегазоносный бассейн, так как средняя вязкость его нефтей тоже достаточно высока 84,49 мм²/с. В тектоническом плане южная часть бассейна располагается на стыке молодой эпипалеозойской Западно-Сибирской плиты и древней Сибирской платформы. Это один из основных факторов, оказывающих влияние на формирование ВВН. Что касается остальных нефтегазоносных бассейнов с ВВН, то они характеризуются средней вязкостью ниже 40 мм²/с.

На рис. 3 представлено зональное распределение ВВН по странам. На карте коричневым цветом отмечены страны с наибольшей составляющей ВВН в сырьевой базе страны.

В таб. 1 приведены опубликованные в 2011 г. данные о долях запасов ВВН рассматриваемых стран в общемировых запасах высоковязких нефтей [10].

На основании рис. 3 и таб. 1 можно сделать вывод, что на рассмотренных территориях наибольшие запасы ВВН располагаются в России. На территории России наибольшие запасы ВВН разведаны на территории Пермского края (31,2%).

Изучение реологических свойств ВВН Пермского края

На основании анализа проектных документов разрабатываемых месторождений Пермского края, были определены реологические свойства нефтей месторождений цехов по добыче нефти и газа (ЦДНГ) № 3, 7, 11 и 12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Данные представлены в таб. 2.

На рис. 4 представлено схематическое расположение рассматриваемых цехов по добыче нефти и газа на территории Пермского края. Черным пунктиром схематически выделена территория ЦДНГ №12, коричневым пунктиром — территория ЦДНГ №11, оранжевым — территория ЦДНГ №7 и серым пунктиром — территория ЦДНГ №3.

На основании данных таб. 2 и рис. 4 можно сделать вывод, что на севере Пермского края преобладают месторождения с легкой и средней нефтью, а на юге и юго-западе Пермского края — с тяжелой и очень тяжелой нефтью, которые обладают высокой вязкостью.

Для определения реологических свойств водонефтяных эмульсий были отобраны и исследованы пробы восьми месторождений Пермского края: Туркинского, Бугровского, Шагиртско-Гожанского, Первомайского, Опалихинского, Падунского, Уньвинского и Лесного. Рассматриваемые месторождения представляют группу крупных месторождений региона и обладают значительной долей остаточных запасов. Часть из них являются представительными месторождениями высоковязкой нефти. Выбор данных

месторождений охватывает практически всю нефтеносную часть Пермского края и позволяет определить зональные закономерности изменения реологических свойств нефтей и водонефтяных эмульсий. На рис. 4 изображено схематическое расположение рассматриваемых месторождений на территории Пермского края.

Отбор производился на дожимных насосных станциях, куда приходят смешивающиеся потоки скважинной продукции со всех пластов нефтяного месторождения. Реологические исследования водонефтяных эмульсий выполнялись на балансовых смесях нефтей и вод разрабатываемых пластов. Исследования вязкости проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 при температуре 5°С. Для измерения плотности нефтяных эмульсий использовался ареометр типа АН (ГОСТ 18481–81). В таб. 3 приведены результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий.

На основании данных таб. 3, были построены зависимости динамической вязкости от обводненности исследуемых проб для каждого из рассматриваемых месторождений (рис. 5).

Ни рис. 4 красным цветом выделены месторождения, продукция которых обладает наибольшей вязкостью при обводненности 60%, синим — 70%, фиолетовым — при 80% содержании воды. Анализируя данные таб. 2, можно сделать вывод, что максимальное значение динамической вязкости на севере и в центре Пермского края наступает при меньшей обводненности (60%), чем на месторождениях, расположенных на юге и западе края (70–80%).

Итоги

В ходе работы проведен анализ распространения высоковязких нефтей по Пермскому краю. Проведены исследования реологических свойств нефтей и построена карта распределения динамической вязкости водонефтяных эмульсий на территории Пермского края.

Выводы

Изучение реологических свойств образующихся эмульсий является обязательным условием при проектировании систем сбора и транспорта продукции, а также грамотного подбора нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего оборудования. Проблема образования высоковязких эмульсий актуальна не только для Пермского края, но и для всей страны в целом.

Список литературы

1. Кочнева О.Е., Кочнев А.А. Перспективы дальнейшего освоения месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в России // Master's Journal. 2014. №2. С. 104–109.
2. Данилова Е.А. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal. 2008. № 12. С. 34–37.
3. Chilingarian G.V., Yen T.F. Asphaltenes and asphalt. The Netherlands, Amsterdam: Elsevier Science, 1994, Vol. 1, 458 p.
4. Park R.G. Geological structures and moving plates. Glasgow and London: Blackie, 1988. 337 p.
5. Purser B.H., Bosence D. Sedimentation and Tectonics in Rift Basins Red Sea: Gulf of Aden. London: Chapman and Hall, 1998. 663 p.

ЦДНГ	Месторождение	Плотность, кг/м ³	Динамическая вязкость, мПа·с
7	Бугровское	884–914	11,93–87,1
	Опалихинское	864–920	9,6–81,8
	Западное	873–937	11,93–87,1
	Березовское	901–919	26,9–49
	Ножовское	878–918	11,93–81,9
	Падунское	883–922	11,93–48,8
	Первомайское	874–938	14,34–48,8
11	Им. Архангельского	846–868	6,62–17,13
	Сибирское	812–857	4,19–10,72
	Уньвинское	834–840	6,88–9,09
	Шершневецкое	851–861	9,49–12,03
3	Им. Сухарева	843–893	1,93–19,83
	Быркинское	868–929	14,32–278,98
	Альняшское	915–928	101,2–174,84
	Шагиртско-Гожанское	847–895	10,29–76,51
	Москудыинское	873–922	19,71–173,2
12	Кудрявцевское	894–914	81,8–234,6
	Аптугайское	873–907	15,26–74,1
	Логовское	818–829	4,83–7,15
	Озерное	816–853	3,076–11,14
	Чашкинское	845–860	6,48–6,91
	Юрчукское	833–903	1,05–52,5
	Гагаринское	816–839	2,84–4,16
	Маговское	801–867	0,97–3,22

Таб. 2 — Реологические свойства нефтей ЦДНГ № 3, 7, 11, 12

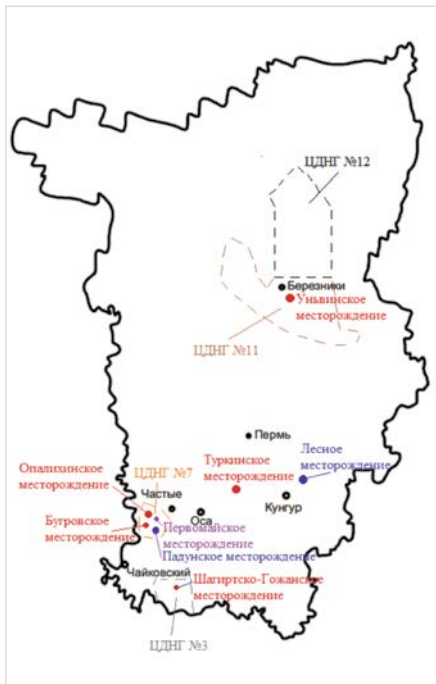


Рис. 4 — Схематическое расположение рассматриваемых ЦДНГ на территории Пермского края

6. Norman J. Hune. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2014. 769 p.
7. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2004. 214 с.
8. Богомолов А.И., Гайле А.А., Громов В.В. Химия нефти и газа. М.: Химия, 1995. 448 с.
9. Галкин В.И., Кочнева О.Е. Геология и геохимия нефти и газа. Пермь: ПНИПУ, 2012. 173 с.
10. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело. 2005. №1. С. 18–28.
11. Илюшин П.Ю., Галкин С.В. Прогноз обводненности продукции добывающих скважин Пермского края с применением аналого-статистических методов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2011. №1. С. 76–84.

№ п/п	Наименование месторождения	Плотность, кг/м ³	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
1	Туркинское	878	0	56,3
2			20	74,6
3			40	123
4			60	451
5			70	131
6			80	9
7	Бугровское	924	0	95,3
8			20	334
9			40	1042
10			60	1440
11			70	4335
12			80	3205
13	Шагиртско-Гожанское	907	0	423
14			20	1374
15			40	2752
16			60	9168
17			65	34 220
18			70	29 330
19	Первомайское	919	80	7290
20			0	186
21			20	856
22			40	1591
23			60	10 910
24			70	16 210
25	Падунское	892	80	31 200
26			90	8,1
27			0	63
28			20	386
29			40	736
30			60	2616
31	Опалихинское	906	70	3243
32			80	10,4
33			0	81,4
34			20	509
35			40	965
36			60	4672
37	Уньвинское	829	70	831
38			80	10,3
39			0	6,1
40			20	14,9
41			40	21,7
42			50	23,9
43	Лесное	865	60	35,4
44			65	18,9
45			70	6,8
46			0	15,3
47			20	47,5
48			40	92,2
49	Шагиртско-Гожанское	907	60	119
50			70	34
51			80	4,4

Таб. 3 — Результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий

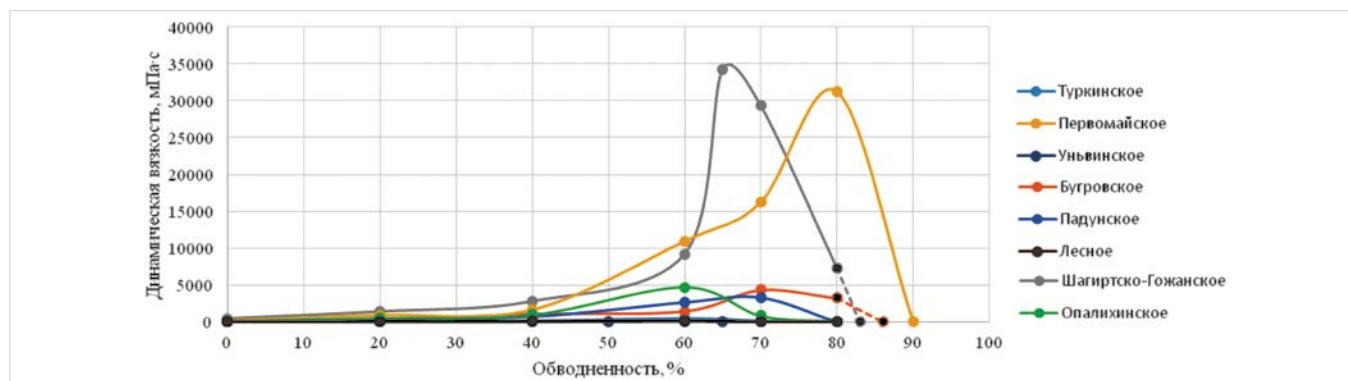


Рис. 5 — Зависимость вязкости от обводненности эмульсий для месторождений Пермского края

Evaluation of oil viscosity expansion and property investigation of oil-water emulsion in Perm region

UDC 665.62

Authors:

Kirill A. Vyatkin — lab assistant; mr.viatkin@mail.ru

Alexander A. Kochnev — student; sashakoch93@gmail.com

Alexander V. Lekomtsev — assistant professor; alex.lekomtsev@mail.ru

Perm national research polytechnic university, Perm, Russian Federation

Abstract

The article is devoted to oil-accumulation conditions and zonal oil viscosity expansion on the territory of Perm Kama region.

The results of field researches, concerned with the rheological properties of field production departments in the Perm region and oil viscosity expansion data, are described in the article.

The allocation map of dynamic viscosity of oil-water emulsions in the Perm region is based on the data.

Materials and methods

Functional data fields, literature data, laboratory analysis.

Results

In the course of the works the analysis of oil viscosity expansion in

the Perm region was carried out.

The research of rheological properties of oils was conducted and the allocation map of viscosity of oil-water emulsions in the Perm region is constructed.

Conclusions

Property investigation of rheological properties of resulting emulsions is a prerequisite in designing systems of gathering facilities and transportation as well as the relevant choice of oil production equipment. The problem, concerning with the building of oil viscosity emulsions, is relevant not only for the Perm region but also for the country as a whole.

Keywords

high-viscosity oil, oil-water emulsion, rheology, phase inversion

References

- Kochneva O.E., Kochnev A.A. *Perspektivy dal'neyshego osvoeniya mestorozhdeniy tyazhelykh neftey i prirodnykh bitumov v Rossii* [Prospects for further development of deposits of heavy oil and natural bitumen in Russia]. Master's Journal, 2014, issue 2, pp. 104–109.
- Danilova E.A. *Tyazhelye nefi Rossii* [Heavy oil products of Russia]. The Chemical Journal, 2008, issue 12, pp. 34–37.
- Chilingarian G.V., Yen T.F. *Asphaltenes and asphalts*. The Netherlands, Amsterdam: Elsevier Science, 1994, Vol. 1, 458 p.
- Park R.G. *Geological structures and moving plates*. Glasgow and London: Blackie, 1988, 337 p.
- Purser B.H., Bosence D. *Sedimentation and Tectonics in Rift Basins Red Sea: Gulf of Aden*. London: Chapman and Hall, 1998, 663 p.
- Norman J. Hyne. *Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2014, 769 p.
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. *Geologiya i geokhimiya nefi i gaza* [Oil and gas geology]. Moscow: MGU, 2004, 214 p.
- Bogomolov A.I., Gayle A.A., Gromov V.V. *Khimiya nefi i gaza* [Oil and gas chemistry]. Moscow: Khimiya, 1995, 448 p.
- Galkin V.I., Kochneva O.E. *Geologiya i geokhimiya nefi i gaza* [Oil and gas geology and petrochemistry]. Perm: PNIPU, 2012, 175 p.
- Polishchuk Yu. M., Yashchenko I.G. *Vysokovyzkie nefi: analiz prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy fiziko-khimicheskikh svoystv* [High-viscosity oil: analysis of spatial and temporary variations of physical and chemical properties]. Oil and Gas Business, 2005, issue 1, pp. 18–28.
- Ilyushin P.Yu., Galkin S.V. *Prognoz obvodnennosti produktsii dobyvayushchikh skvazhin Permskogo kraya s primeneniem analogo-statisticheskikh metodov* [Forecast water cut production wells perm with the a-statistical methods]. Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2011, issue 1, pp. 76–84.

СЕМИНАР- КОНФЕРЕНЦИЯ

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»

05–09 июня 2017

г. Ялта, Республика Крым, РФ

«Эксплуатация-добыча нефти и газа, ремонт и бурение горизонтальных скважин»

11–15 сентября 2017

г. Севастополь, Республика Крым, РФ



Инновационные
Технологии

+7 (3452) 534 009

togc@bk.ru, in_tech@bk.ru

WWW.TOGC.INFO