

О. В. Янаева, Е. Е. Барская, Ю. М. Ганеева,
И. А. Гуськова, А. Т. Габдрахманов, Т. Н. Юсупова

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), плотность, кинематическая вязкость, содержание компонентов, газо-жидкостная хроматография, углеводородный состав.

Статья посвящена анализу изменения состава и свойств добываемой нефти в результате проведения ГРП. Определены плотность и кинематическую вязкость, углеводородный состав проб нефти, отобранных до и после ГРП, также определено содержание компонентов в отбензиненных нефтях, с помощью газо-жидкостной хроматографии методом внутренней нормализации.

Keywords: hydraulic fracturing method (GRP), density, kinematic viscosity, components, gas-liquid chromatography, the hydrocarbon composition.

The article is dedicated to the analysis of changes in the properties of crude oil as a result of hydraulic fracturing. Determine the density and kinematic viscosity of the original oil and ostatkovoy before and after fracturing, determine compounds in the residues of oil by gas-liquid chromatography by internal normalization individual hydrocarbon oil composition.

Введение

В залежах с ухудшенными коллекторскими свойствами и пониженной подвижностью нефти, т.е. в коллекторах с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами, нефти в количественном отношении значительно больше, чем в коллекторах с традиционной продуктивностью. Поэтому они должны рассматриваться как первоочередные объекты для методов повышения нефтеотдачи (МУН). Область применения современных методов повышения нефтеотдачи связана с остаточной (текущей) нефтенасыщенностью разрабатываемых пластов. Разработана методология типизации добываемых нефтей (подвижной части пластовой нефти) по степени преобразованности состава и свойств [1-5] использование которой позволяет более обоснованно планировать технологии МУН и прогнозировать неуспешность их применения [6].

Поэтому предпринимаются активные действия по улучшению технологических параметров разработки путем проведения геолого-технических мероприятий и применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и снижения остаточной нефтенасыщенности. Необходим максимальный учет факторов, влияющих на эффективность разработки.

Целью данной работы являлось определение изменения свойств нефти в результате проведения ГРП по изменению состава и свойств нефти.

Экспериментальная часть

Образцы добываемых нефтей отобраны из скважин ххх43 Павловской площади и хх20 Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения до и после применения технологии ГРП (13 образцов). Образцы нефтей, отобранные после воздействия, представлены стойкими эмульсиями нефть-вода, наличие воды контролировали методами термического анализа и микроскопии.

Определение плотности нефти проводили пикнометром по ГОСТ 3900-85. Кинематическую вязкость определяли на капиллярном вискозиметре ВПЖ-3 согласно ГОСТ 33-2000.

Кроме плотности и вязкости определяли содержание компонентов в остатках нефти после отгона фракции н.к.<200°С по ГОСТ 2177-99. Экспериментальные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Содержание компонентов в нефтях до и после ГРП

№ обр.	Дата отбора	$\rho_{4, 20}^0$, кг/м ³	вязкость, мм ² /с	Содержание компо- нентов, %			
				Бензины	Масла	Смолы	Асфаль- тены
скв. хх20							
1	до ГРП, 30.09	0,908	120,29	22,3	60,6	15,5	1,6
2	до ГРП, 3.10	0,911	153,35	23,0	64,8	10,8	1,4
3	до ГРП, 5.10	0,908	116,76	21,1	59,9	17,3	1,7
Среднее		0,909	130,13	22,1	61,8	14,5	1,6
4	после ГРП, 24.11	0,912	137,43	20,9	54,9	21,5	2,7
5	после ГРП, 29.11	0,916	125,02	19,3	63,6	14,0	3,1
6	после ГРП, 3.12	0,912	149,46	18,6	66,0	13,5	1,9
7	после ГРП, 20.12	0,924	163,83	21,5	56,3	18,0	4,2
Среднее		0,916	143,94	20,1	60,2	16,8	3,0
скв. ххх43							
8	до ГРП, 4.08	0,915	194,41	24,0	56,2	15,9	3,9
Среднее		0,915	194,41	24,0	56,2	15,9	3,9
9	после ГРП, 14.09	0,918	178,98	22,1	50,9	21,5	5,5
10	после ГРП, 15.09	0,910	140,62	20,6	49,6	26,1	3,7
11	после ГРП, 16.09	0,912	134,93	21,2	55,5	21,1	2,2
12	после ГРП, 19.09	0,925	146,90	17,8	60,2	17,7	4,3
13	после ГРП, 20.09	0,907	131,10	31,0	49,9	15,6	3,5
Среднее		0,914	146,5	22,5	53,2	20,4	3,8

Также с помощью газо-жидкостной хроматографии методом внутренней нормализации определен индивидуальный углеводородный состав нефтей и рассчитаны показатели углеводородного состава: $B = \Sigma C_{14-18} / \Sigma C_{19-20}$, $D = \Sigma nC_{12-20} / \Sigma C_{21-35}$ характеризующие соотношение легких и тяжелых изопреноидных углеводородов, соотношение легких и тяжелых парафиновых углеводородов нормального строения и общее соотношение содержания изопреноидных углеводородов и парафиновых углеводородов нормального строения, соответственно [7].

Обсуждение результатов

Сравнительный анализ показал, что плотность нефтей после ГРП из скв. хх20 несколько выше, а для нефтей скв. ххх43 необходимо отметить меньшую плотность для некоторых проб после ГРП. Это может быть результатом разбавления остаточной нефти более легкой нефтью в результате подклубления к разработке недренируемого участка.

Изменение кинематической вязкости носит тот же характер, что изменение плотности. Более заметное варьирование значений вязкости остатков >200 °С обусловлено различиями в содержании смолисто-асфальтеновых структурирующихся компонентов в них.

Данные таблицы 1 свидетельствуют о динамическом характере изменения компонентного состава проб нефти, отобранных как до, так и после проведения ГРП. Ввиду этого необходимо сравнение средних значений состава. Получается, что в результате проведения ГРП скважины хх20 состав нефти обедняется бензиновыми фракциями (на 2 %) и маслами (на 1,4%), но обогащается смолами (на 2,3%) и асфальтенами (на 1,4% - почти в 2 раза) (рис.1). Таким образом состав нефти после ГРП обогащен тяжелыми компонентами, вероятно, за счет повышения эффективности вытеснения остаточной нефти.

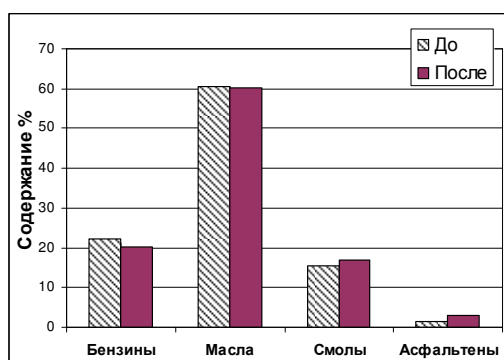


Рис. 1 – Сравнительный анализ средних значений содержания компонентов в пробах нефти скв. хх20 до и после проведения ГРП

Сравнительный анализ состава нефти до ГРП и средних значений состава нефти после ГРП скважин ххх43 показывает небольшое уменьшение содержания бензиновых фракций (на 1,5 %), масел (на 2,6 %) и асфальтенов (на 0,1%), увеличение содержания смол (на 4,5%), что также свидетельствует о некотором утяжелении состава нефти после ГРП. (рис. 2).

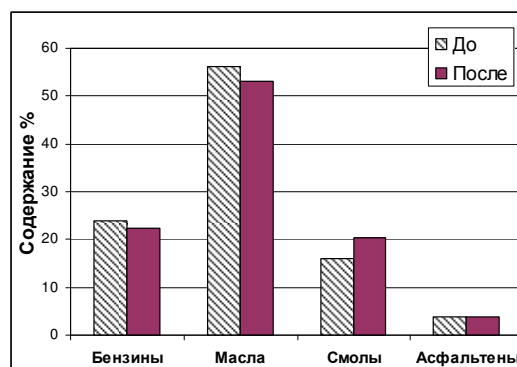


Рис. 2 – Сравнительный анализ средних значений содержания компонентов в пробах нефти скв. ххх43 до и после проведения ГРП

Углеводородный состав проб нефти из скважины хх20, отобранных до проведения ГРП с датой отбора 30.09 отличаются повышенным содержанием тяжелых н-алканов $C_{38}-C_{48}$ и, соответственно, самым низким значение коэффициента $D = 0,21$. В пробе нефти от 3.10 этих углеводородов значительно меньше, а гомологов C_{41-48} , вообще нет, коэффициент D почти в 2 раза выше (рис.3). Углеводородный состав пробы нефти от 5.10 ближе к составу пробы от 3.10. приведенные результаты свидетельствуют о динамическом характере изменения состава нефти в ходе разработки месторождения. Но нельзя исключать и возможности выпадения высокомолекулярных кристаллизующихся парафинов именно в этот период времени. Изменение углеводородного состава проб нефти после проведения ГРП в период с 24.11 до 20.12 также имеет динамичный характер, коэффициент D меняется от 0,52 до 0,28, т.е эти значения входят в интервал изменения при наблюдении за составом нефти до ГРП. Однозначно можно сказать, что разбавления более легкой нефтью не происходит, даже напротив, максимум ММР сместился со временем в область более высокомолекулярных н-алканов (с C_{19-20} 24.11 до C_{22-24} 20.12) (рис. 4). Судя по данным газожидкостной хроматографии на участке с добывающей скважиной хх20 дополнительная добыча (если она была) обусловлена, скорее всего, более эффективной добычей из пласта остаточной нефти. Заметное колебание коэф. D обусловлено, вероятно, процессами кристаллизации и выпадения парафинов в период отбора проб нефти.

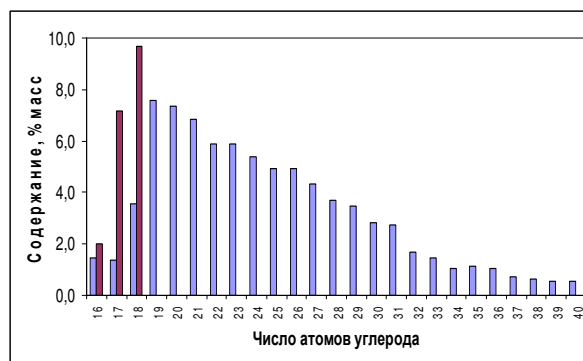


Рис. 3 - ММР алканов скв. хх20 (д.отб. 3.10 до ГРП); B=0.12, D=0.38

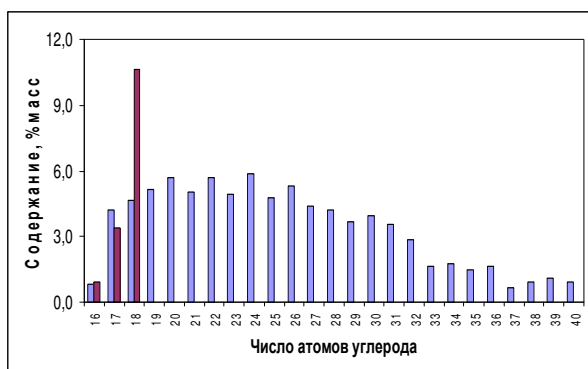


Рис. 4 - ММР алканов скв. хх20 (д.отб. 20.12 после ГРП); B=0.07, D=0.35

Коэффициент D, характеризующий отношение легких и тяжелых н-алканов в нефтях из скважины ххх43 после ГРП изменяется в пределах 0,24-0,40 и практически не отличается от нефти, добываемой до проведения ГРП (D = 0.31). Необходимо отметить существенное отличие ММР для нефти от 15.09. углеводородный состав этой пробы сильно обогащен легкими н-алканами C₁₁-C₁₆ и легкими изоалканами, чем объясняется в 3-7 раз большие значения коэффициентов D и B. Этот факт может быть свидетельством подключения участка с более легкой нефтью. Однако, проба нефти, отобранная буквально на следующий день, опять характеризуется углеводородным составом с тяжелыми алканами. Такие же методы исследования (определение углеводородного, фракционного и компонентного составов) проводились в работах [8,9].

Выводы

Проведение ГРП на участке добывающей скважины №хх20 привело к увеличению эффективности вытеснения остаточной нефти (при условии наличия дополнительно добытой нефти). Для нефтей после ГРП характерны большие значения плотности и вязкости в их составе меньше легких фракций, больше тяжелых смолисто-асфальтеновых компонентов.

Сравнительный анализ состава нефти в скв. Ххх43 до ГРП и средних значений состава нефти после ГРП показывает небольшое уменьшение содержания бензиновых фракций (на 1,5 %), масел (на 2,6 %) и асфальтенов (на 0,1%), увеличение содержания смол (на 4,5%), что также свидетельствует о

некотором утяжелении состава нефти после ГРП. Однако нельзя игнорировать факт резкого увеличения содержания бензиновых фракций в пробе от 20.09 и меньшее значение плотности остатка этой пробы. Это говорит о том, что в этой пробе произошло смешение с более легкой нефтью.

Литература

1. Romanov G.V., Yusupova T.N., Ganeeva Yu.M. and Barskaya E.E. Integrated Geochemical Studies to Monitor Processes in a Mature Oil Field after Peak Oil Production // GeoConvention. May 6-8, 2013 – Calgary, Alberta. http://www.deoconvention.com/uploads/2013a_bstracts/147_GC2013_Integrated_Geochemical_Studies.pdf.
2. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Юсупова Т.Н., и др. Динамика дисперсного строения нефтей на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2004. - №7. – С.55-57.
3. Юсупова Т.Н., Романов А.Г., Барская Е.Е., и др. Геохимическое исследование нефтей на поздней стадии разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2006. №3. - С.38-41.
4. Юсупова Т.Н., Барская Е.Е., Ганеева Ю.М. и др. Разработка методологии типизации нефтей на поздней стадии разработки месторождений // Технологии нефти и газа. – 2010. - №1. – С.46-53.
5. Романов А.Г. Основные типы нефтей остаточных запасов: успешность методов увеличения нефтеотдачи пластов (на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения): автореф. Дис. ...канд. техн. Наук. Казань 2007.
6. Юсупова Т.Н., Романов А.Г., Барская Е.Е., и др. Оценка результатов воздействия на пласт капсулированных полимерных систем по изменению состава добываемой нефти // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. – 2007. Раздел Нефтехимия. Электронный научный журнал. – 2007. Раздел Нефтехимия <http://www.ogbus.ru/authors/Yusupova/Yusupova1.pdf>
7. Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород. /Под ред. Н.А. Еременко, С.П. Максимова. -М.: Наука, 1986- 134с.
8. Барская Е.Е. /Барская Е.Е., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Дьянова Д.И //Вестник Казанского Технологического Университета. - 2012.- №6 – С. 166-169.
9. Халикова Д.А. Особенности влияния состава нефтей месторождений Киргизии на формирование их физико-химических свойств /Халикова Д.А., Тухватуллина А.З., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н. // Вестник Казанского Технологического Университета. - 2009.- №5 – С. 349-357.

О. В. Янаева – магистр каф. химической технологии переработки нефти и газа КНИТУ, janaeva16rus@rambler.ru; **Е. Е. Барская** – канд. хим. наук, науч. сотр. лаб. химии и геохимии нефти ИОФХ им. А.Е. Арбузова Каз. НЦ РАН, barskaya@iops.ru; **Ю. М. Ганеева** – канд. хим. наук, науч. сотр. той же лаборатории, доц каф. химической технологии переработки нефти и газа КНИТУ, ganeeva@iops.ru; **И. А. Гуськова** - д-р техн. наук, доц. каф. разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений АГНИ, guskovaagni1@rambler.ru; **А. Т. Габдрахманов** – канд. техн. наук, доцент той же кафедры, 5bars10@rambler.ru; **Т. Н. Юсупова** - д-р хим. наук, проф., вед. науч. сотр. лаб. химии и геохимии нефти ИОФХ им. А.Е. Арбузова Каз. НЦ РАН, yusupova@iops.ru.