

## **ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ КАПСУЛИРОВАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ПО ИЗМЕНЕНИЮ СОСТАВА ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ**

Юсупова Т.Н., Романов А.Г., Барская Е.Е., Ганеева Ю.М.

*ИОФХ КНЦ РАН*

Ибатуллин Р.Р.

*ТатНИПИнефть*

Файзуллин И.Н., Хисамов Р.С.

*ОАО «Татнефть»*

*В работе проведено исследование промысловых проб нефтей до и после обработки пласта капсулированными полимерными системами (КПС). По изменению состава и свойств нефти охарактеризованы механизмы повышения нефтеотдачи, а также установлено негативное влияние на эффективность действия технологии КПС кристаллизации высокомолекулярных парафинов в нефти в результате снижения температуры пласта на обрабатываемом участке.*

В залежах с ухудшенными коллекторскими свойствами и пониженной подвижностью нефти, т.е. в коллекторах с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами, остаточной 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.

Для решения задач моделирования процессов формирования остаточной нефтенасыщенности необходимо как использование известных и отработанных экспериментальных методов исследования, так и привлечение новых. Разнообразие, сложность и слабая изученность геолого-физических характеристик в межскважинных интервалах на объектах разработки, а также невозможность точного моделирования совокупности внутрипластовых физических, химических и микробиологических процессов в лабораторных условиях требуют обязательного включения в комплекс исследований промысловых испытаний. Разработка новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов также неразрывно связана и с проблемой оценки технологической

эффективности при промысловой реализации методов, так как эти результаты являются базой для экономической оценки и определения целесообразности промышленного применения технологий. Использование анализа геолого-промысловой информации и данных геохимического исследования нефти позволяет оценить механизм воздействия технологии повышения нефтеотдачи на пластовую систему в каждом конкретном случае [1].

Поздняя стадия разработки и большая степень выработанности запасов Ромашкинского месторождения обуславливают низкие технологические параметры разработки. Текущий средний дебит нефтяных скважин составляет 2,7 т/сут, текущая обводненность превышает 90%. Высокие темпы отбора нефти и жидкости требуют больших объемов закачки для поддержания пластового давления [2]. Сложившаяся система заводнения привела к формированию значительных участков, неохваченных активным воздействием.

Остаточную нефть в заводненных зонах пластов классифицируют в основном следующим образом:

- пленочная нефть в виде не затрагиваемых при обычном вытеснении граничных слоев [3];
- нефть в слабопроницаемых слоях (прослоях), включениях, линзах, которые не участвуют в выработке или степень их участия ничтожна [4];
- нефть в застойных зонах с высокой непрерывной нефтенасыщенностью, объем которой может достичь 80% от начальных запасов [4].

Актуальна проблема повышения рентабельности эксплуатации объектов разработки и отдельных скважин. Для ее решения 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.

Для разработки слоисто-неоднородных заводненных коллекторов с целью изменения направления фильтрационных потоков закачиваемой воды и выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин предложен

способ улучшения качества растворов полиакриламида (ПАА) низких концентраций, повышающий рентабельность их применения, заключающийся в использовании добавок солей алюминия в сверхнизких количествах (на уровне 5-150 мг/л) к растворам полимеров, характеризующимся низкими вязкоупругими свойствами (как правило, при содержании полимера, равном 25 – 1000 мг/л). Введение солей алюминия в полимерные системы при оптимальном соотношении позволяет получить на основе гетерофазной сшивки макромолекул капсулированные полимерные системы (КПС), внутренняя часть которых содержит воду, а оболочка состоит из полимерных молекул, «сшитых» друг с другом ионами  $Al^{3+}$  [5].

Положительным фактором в использовании КПС является возможность регулирования размеров образующихся полимерных частиц (капсул) путем варьирования концентраций полимера и соли алюминия, а также минерализации воды. Это открывает широкие перспективы оптимизации рецептуры капсулированных полимерных систем для конкретных геолого-физических условий заводнения.

В настоящей работе проведено исследование проб нефтей терригенного девона Ромашкинского месторождения, отобранных в динамике действия на пласт композиции КПС. Проведен анализ истории работы скважины и изменения физико-химических свойств нефти после воздействия на пласт, а также показаны причины обнаруженных изменений.

Исследование состава и свойств нефтей проводилось с использованием комплекса современных методов физико-химического анализа углеводородов – коэффициенты  $V = \sum C_{14-18} / \sum C_{19-20}$ ,  $D = \sum n C_{12-20} / \sum n C_{21-35}$  и  $\sum i / \sum n$  (газожидкостная хроматография [6]); фракционного – показатели  $F = \Delta m_{20-400} / \Delta m_{400-700} / \Delta m_{400-520} / \Delta m_{520-700}$  (термический анализ [7]); структурно-группового – содержание  $CH_2$ -,  $CH_3$ -,  $CO$ - и  $SO$ - групп (ИК Фурье спектроскопия [8]) составов. В соответствии с ГОСТ определены плотность (ГОСТ 3900-85) и вязкость (ГОСТ 33-2000) нефтей, а также компонентный состав (ГОСТ 11858-66, ГОСТ 2177-99 – бензины, масла, смолы, асфальтены) и содержание общей серы (ГОСТ 50442-92).

Оценка результатов воздействия композиции КПС проводилась как на основе сравнения состава нефти из скважин в динамике разработки, так и в

сравнении с установленным ранее средним составом для наименее измененных добываемых нефтей Абдрахмановской площади до применения технологий методов увеличения нефтеотдачи (МУН) (базовые характеристики) [9].

В январе 2005 года по технологии КПС обработана нагнетательная скважина № 24090. Для оценки действия этой технологии были отобраны пробы нефти из 4 реагирующих скважин №№ 3304, 3302, 14221 и 23482.

Скважина 3304. Промысловая информация за 2005 год приведена на рисунке 1. Суточная добыча нефти с января по ноябрь 2005 года увеличилась с 4,8 т/сут до 11,7 т/сут. Обводненность при этом колебалась от 9 до 33,2 т/сут. Водонефтяной фактор (ВНФ) = 6,19. Пробы нефти для анализа были отобраны в марте и в сентябре. В сентябре суточная добыча нефти на 1,1 т больше, а обводненность на 9 % больше, чем в марте. Зафиксировано и изменение состава и свойств извлекаемой нефти (рис. 2).

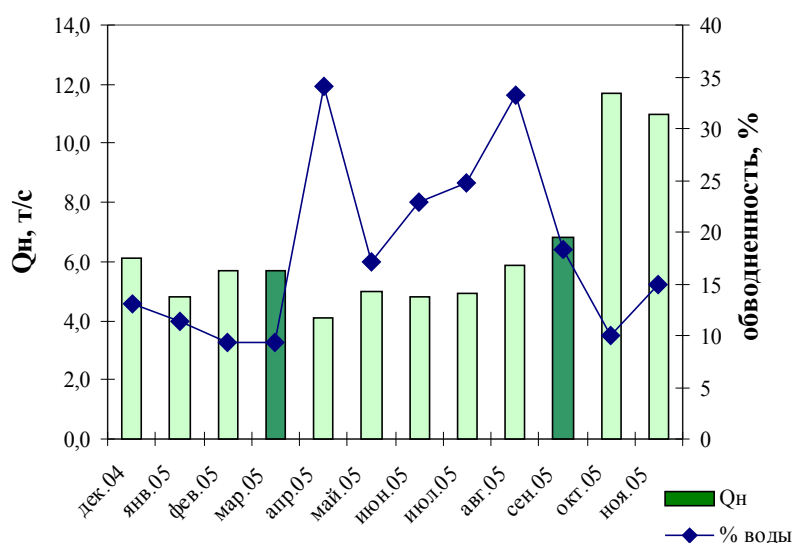


Рисунок 1. Промысловые данные для скв. 3304

Таким образом, увеличение суточной добычи нефти сопровождается некоторым изменением состава и свойств нефти. Увеличение содержания в нефти, отобранной в сентябре, бензиновой фракции, уменьшение содержания асфальтенов привело к некоторому снижению плотности и вязкости (рис. 2). Вероятно, это произошло за счет включения в разработку недренлируемых ранее

зон пласта, насыщенных более легкой нефтью [9]. Дополнительная добыча по этой скважине составила 732 т.

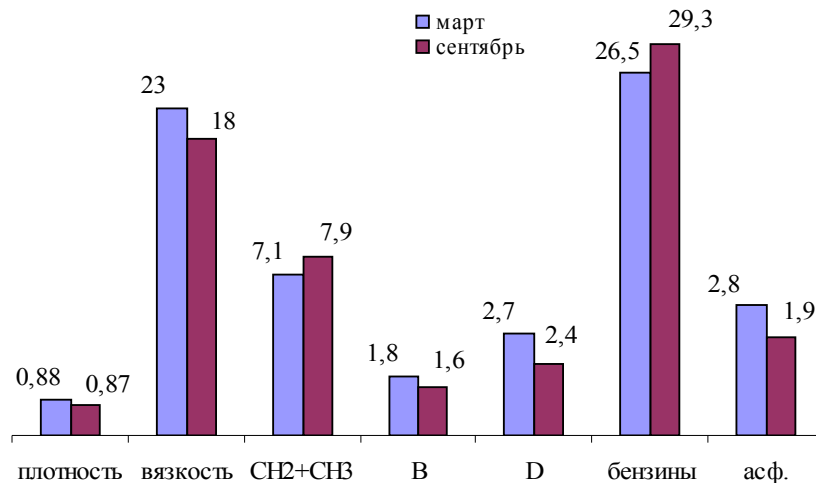


Рисунок 2. Сравнительный анализ параметров состава и свойств мартовской и сентябрьской проб нефти скв. 3304

Скважина 3302. скважина низкодебитная по нефти 0,1 – 0,4 т/сут при обводненности 90 – 96 %. Изменение дебита и давления в течение 2005 г приведены на рисунке 3. Обводненность сразу после обработки нагнетательной скважины уменьшилась с 97 до 90 %, и к концу года восстановилась. Пробы нефти для анализа состава были отобраны в марте и в сентябре.

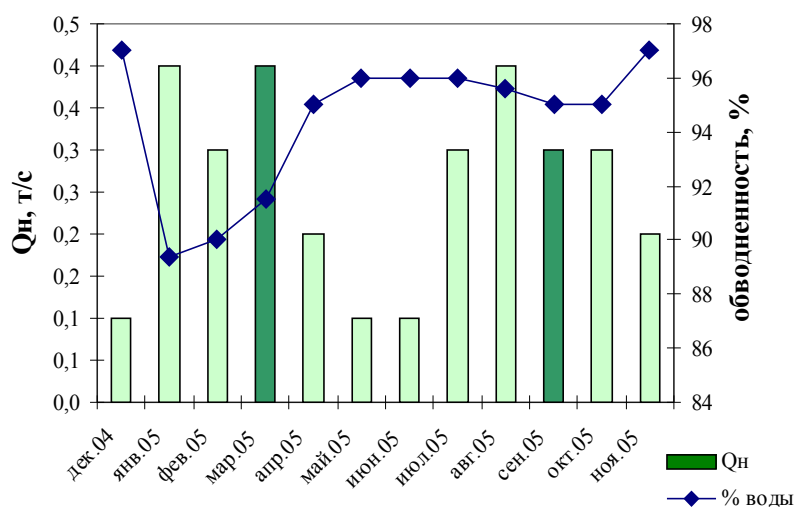


Рисунок 3. Промысловые данные для скв. 3302

Динамика изменения состава и свойств нефти приведена на рисунке 4. Характеристики состава мартовской нефти по сравнению с базовыми свидетельствуют об обогащении высокомолекулярными нормальными парафинами. В пробе нефти, отобранной в сентябре, наблюдается резкое увеличение доли легких нормальных УВ, коэффициента  $\Sigma i \backslash \Sigma n$ , уменьшение содержания масляных компонентов, увеличение доли сольватного слоя смол, относительно асфальтенового ядра. Это может быть свидетельством выпадения парафинов в охлажденных частях пласта в период с марта по сентябрь. В связи с этим прирост добычи нефти очень скромный – 35 т.

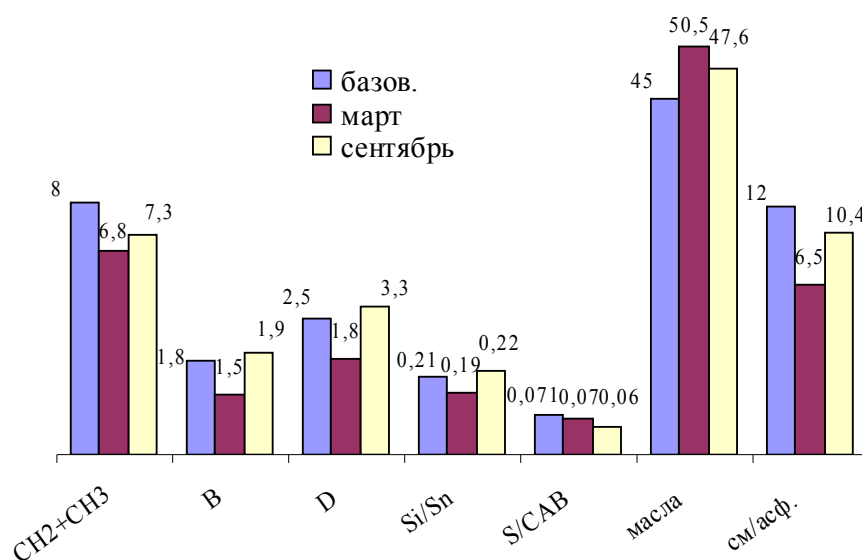


Рисунок 4. Сравнительный анализ параметров состава и свойств проб нефти за март и сентябрь скв. 3302 с базовыми

Скважина 14221. скважина сильнообводненная, ВНФ = 23,7. После обработки нагнетательной скважины в январе суточная добыча нефти до апреля держалась на уровне 1,3 – 1,5 т/сут. С апреля добыча нефти уменьшилась до 0,5 т/сут, а в октябре вообще прекратилась, при этом обводненность скважины увеличилась.

Направленность изменения характеристик проб нефти, отобранных в марте и сентябре полностью совпадает с изменениями характеристик состава и свойств нефти из скв. 3302. Дополнительная добыча нефти на этой скважине за 2005 год составляет 60 т.

Скважина 23482. Эта скважина также сильнообводнена, ВНФ = 24,6. Суточная добыча нефти в период с января по сентябрь 2005 г стабильно держалась на уровне 2,5 т/сут, обводненность снизилась с 97,6 % до 95,9 %. Суточная добыча нефти заметно выросла в октябре – ноябре. Дополнительная добыча по этой скважине составила 293 т.

Проба нефти для анализа отобрана только в сентябре. Нефть повышенной плотности (0,885 г/см<sup>3</sup>) и вязкости (30,8 сСт). Состав этой пробы нефти отличается от базового состава слабоизмененных нефтей пониженным содержанием алифатических структур, легких углеводородов, особенно нормального строения, повышенным содержанием САВ и, соответственно, пониженным содержанием бензинов. Таким образом, на участке скв. 23482 дополнительная добыча нефти получена за счет постепенного доотмыва остаточной нефти.

В мае 2006 года нагнетательная скважина № 23536 была обработана по технологии КПС. К 1 января 2007 года дополнительная добыча в результате обработки составила 1103 т. Реагирующими скважинами являются три скважины №№ 3372, 14290 и 13824.

Скважина 3372. Промысловые данные по работе данной скважины представлены на рисунке 5. До обработки нагнетательной скважины среднесуточная добыча нефти была около 9 т/сут. Начиная с июля, наблюдается уменьшение обводненности с 92 % до 89 %, суточная добыча нефти увеличилась до 10 т/сут в июле и до 10,5 т/сут в октябре. Дополнительная добыча нефти для этой скважины составила 862 т.

На рисунке 6 приведен сравнительный анализ параметров состава и свойств проб нефти из скважин 3372, отобранных в мае 2006 года (до обработки) и июле 2006 года (после обработки) с базовыми характеристиками слабоизмененных нефтей.

Преобразованность состава и свойств нефти до обработки по сравнению с базовыми параметрами характеризуется обогащением смолисто-асфальтовыми компонентами, особенно спиртобензольными смолами, пониженным содержанием легких фракций, а в углеводородном составе – легких углеводородов, поэтому нефть по сравнению со слабоизмененными

характеризуется повышенными значениями вязкости. После обработки нагнетательной скважины состав нефти из реагирующей скважины № 3372 обогащается алифатическими структурами, легкими углеводородами, снижается содержание САВ, асфальтенов, а фаза асфальтенов становится более устойчивой к выпадению. Содержание масел в нефти после обработки не изменилось. Следовательно, дополнительная добыча нефти по скв. 3372 обусловлена подключением к разработке ранее недренируемого пласта со слабоизмененной нефтью.

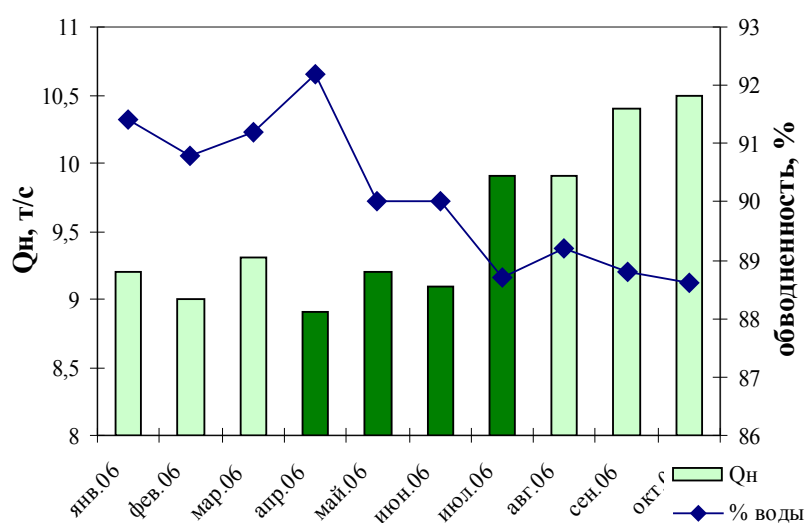


Рисунок 5. Промысловые данные для скв. 3372

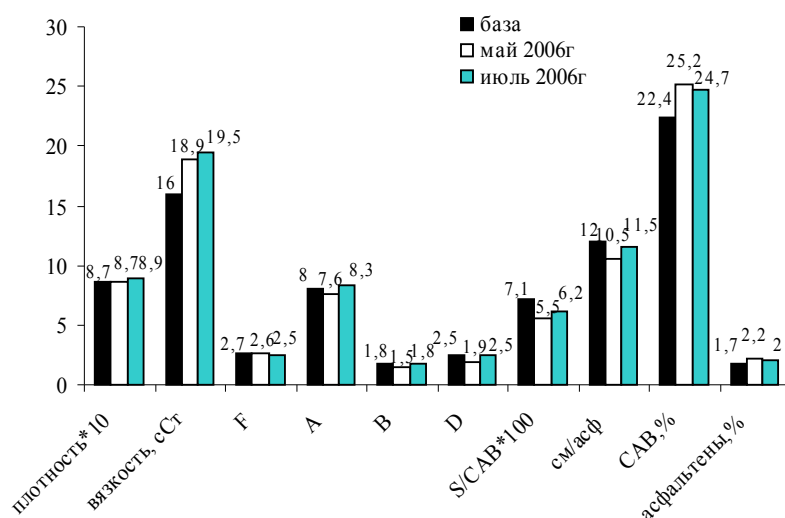


Рисунок 6. Сравнительный анализ параметров состава проб нефти за май и июль по скв. 3372 с базовыми характеристиками слабоизмененных нефтей



Скважина 14290. Второй реагирующей скважиной на обработку нагнетательной скважины 23536 является скважина 14290. Промысловые данные о работе этой скважины в 2006 году приведены на рисунке 7. Среднесуточный дебит нефти колеблется в пределах 6-12 т/сут, а обводненность – 92-95 %. Дополнительная добыча нефти в результате обработки составила 141 т.

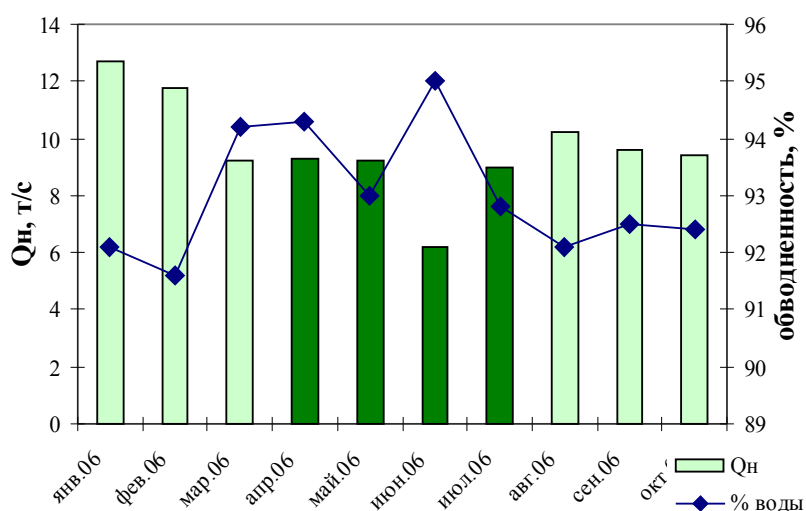


Рисунок 7. Промысловые данные для скв. 14290

Сравнительный анализ характеристик состава и свойств нефти скв. 14290, отобранной в апреле 2006 года (до обработки) с параметрами для слабоизмененных нефтей приведен на рисунке 8.

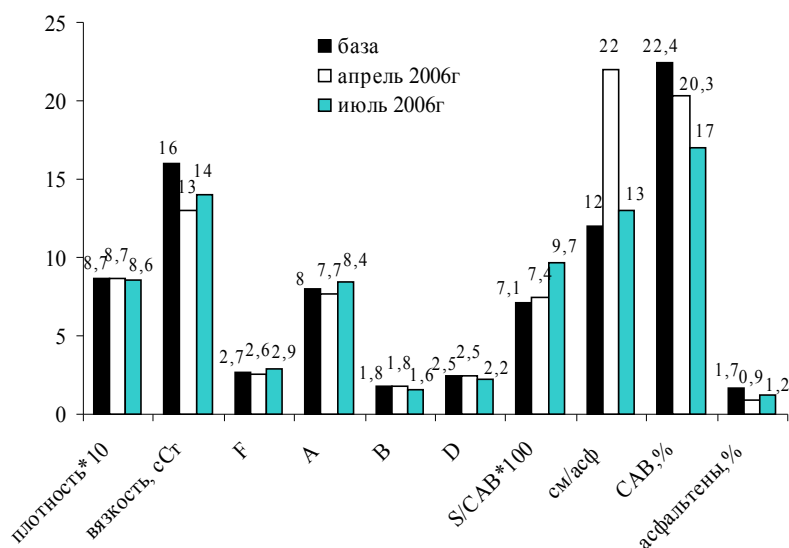


Рисунок 8. Сравнительный анализ параметров состава проб нефти апреля и июля из скв. 14290 с базовыми характеристиками слабоизмененных нефтей

Изменения в составе апрельской пробы характеризуются некоторым снижением содержания легких нормальных УВ из-за увеличения содержания высокомолекулярных парафинов. Для этой пробы нефти методом калориметрии зафиксировано наличие кристаллической фазы парафинов с температурой плавления 48 °С (рис. 9). Следует отметить и очень низкое значение содержания асфальтенов и высокое содержание бензинов. Не исключено, что снижение суточной добычи нефти в апреле до 9 т/сут по сравнению с январем 13 т/сут связано с частичным выпадением АСПО в поровом пространстве призабойной зоны.

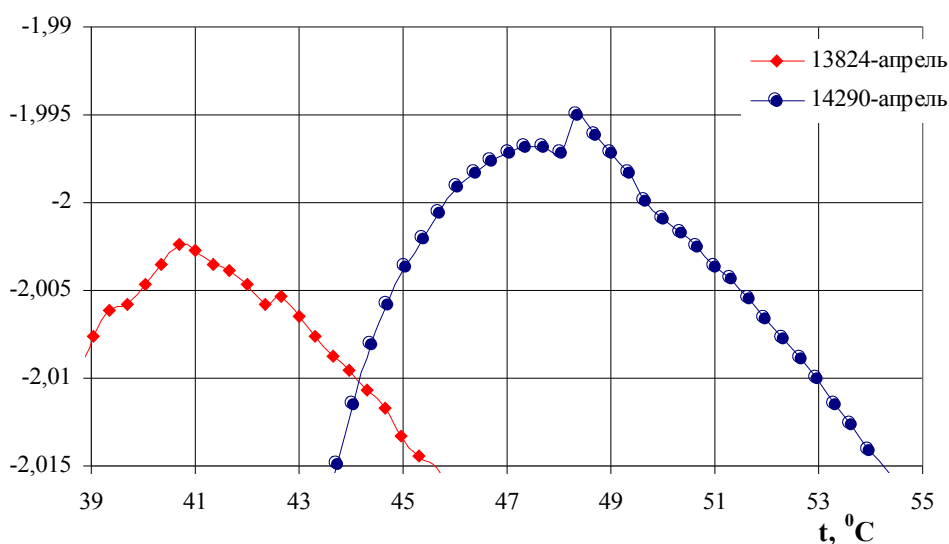


Рисунок 9. ДСК кривые нагревания нефтей

Состав нефти после обработки нагнетательной скважины обогащается алифатическими структурами, легкими фракциями, однако содержание легких нормальных углеводородов еще снижается, что свидетельствует о повышении концентрации кристаллов парафина. Несколько увеличивается в нефти содержание асфальтенов, однако методом калориметрии установлено наличие в них около 7 % кристаллической фазы высокоплавких парафинов ( $T_{пл}=116$  °С) (рис. 10). Отмечено и некоторое увеличение содержания серы. В соответствии с изменениями в составе можно сказать, что дополнительная добыча для этой скважины обусловлена интенсификацией добычи нефти из того же пласта.

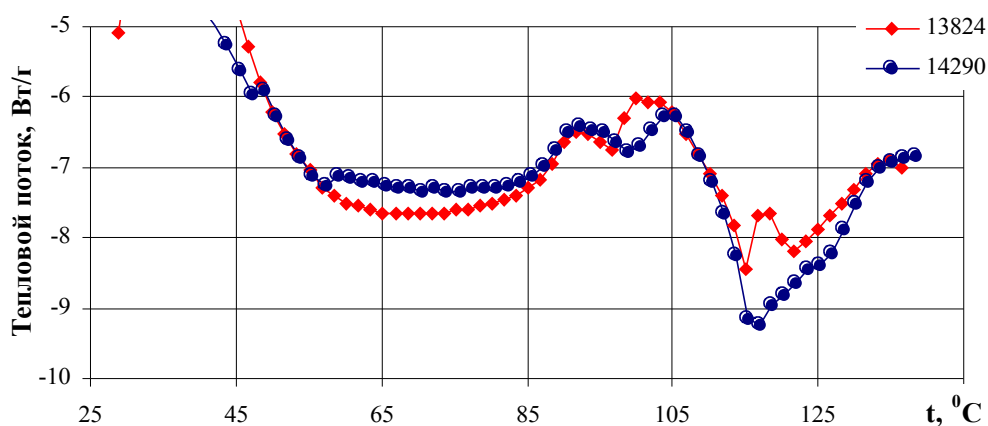


Рисунок 10. ДСК кривые нагревания нефтей

Сравнительный анализ эффективности действия композиции КПС на примере двух реагирующих скважин №№ 3372 и 14290 с примерно одинаковым дебитом по нефти свидетельствует о негативном влиянии процесса кристаллизации высокомолекулярных парафинов в результате охлаждения пласта. Дополнительная добыча нефти по этим скважинам различается в 6 раз.

Скважина 13824. Промысловые данные по работе скважины 13824 приведены на рисунке 11 и свидетельствуют о том, что на участке реагирующих скважин на обработку нагнетательной скважины 23536 скважина 13824 является самой низкодебитной. На момент обработки наблюдается увеличение добычи нефти до 1,2 т/сут, но далее опять падение до 0,4 т/сут.

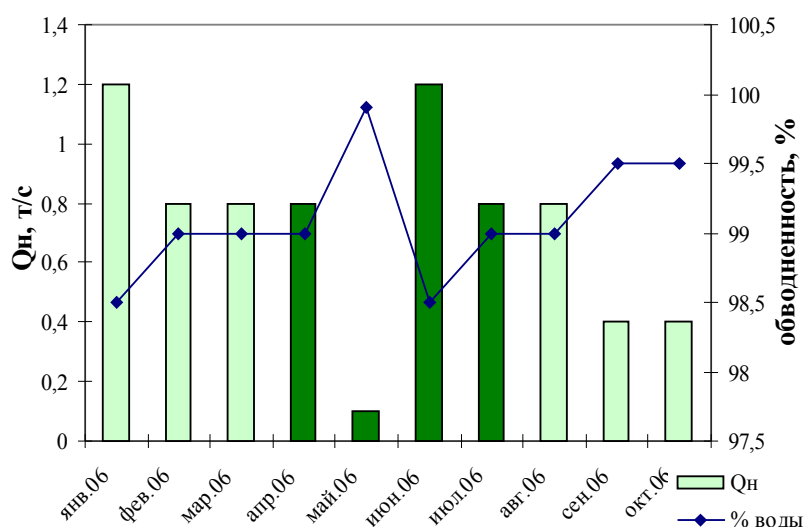


Рисунок 11. Промысловые данные для скв. 13824

Для анализа состава пробы нефти отбирались в апреле, мае, июне, июле 2006 года. По полной программе геохимическое исследование состава проведено для апрельской (до обработки) и июльской (после обработки) проб нефтей. Сравнительный анализ параметров их составов с составом слабоизмененной нефти приведены на рисунке 12.

Состав нефти до обработки отличается от состава слабоизмененных нефтей меньшим содержанием легких нормальных углеводородов. В нефти также зафиксировано наличие кристаллической фазы парафинов ( $T_{пл}=42\text{ }^{\circ}\text{C}$ , рис. 9). Состав нефти после закачки в нагнетательную скважину композиции КПС очень близок к составу слабоизмененных нефтей. Сохранение параметра концентрации серы в САВ, уменьшение содержания асфальтенов, в которых также установлено присутствие кристаллической фазы парафинов (рис. 10), а также увеличение содержания бензинов и легких углеводородов свидетельствуют о выпадении асфальто-смоло-парафиновых веществ из нефти до воздействия на пласт. Именно это может быть причиной низкой дополнительной добычи нефти по этой скважине.

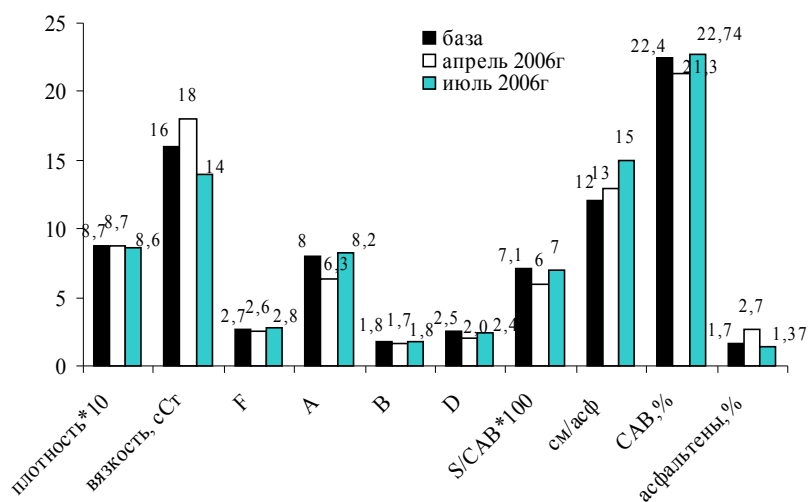


Рисунок 12. Сравнительный анализ параметров состава апрельской и июльской проб нефти скв. 13824 с базовыми характеристиками слабоизмененных нефтей

Таким образом, проведено исследование физико-химических свойств нефти и оценено влияние действия капсулированных полимерных систем по изменению состава и свойств нефти на примере промысловых закачек.

Показано, что эффективность действия технологии КПС складывается из взаимодействия двух механизмов повышения нефтеотдачи:

- увеличение охвата вытеснением за счет вовлечения недренируемых пропластков со слабоизмененной нефтью (максимальная дополнительная добыча);
- увеличение коэффициента вытеснения вследствие довытеснения нефти из промытого пласта за счет образования высоковязких эмульсий различной структуры;

Установлено также негативное влияние на эффективность действия технологии КПС кристаллизации высокомолекулярных парафинов в нефти в результате снижения температуры пласта.

### Литература

1. Юсупова Т.Н., Романов А.Г., Барская Е.Е. и др. Уточнение механизма действия реагента СНПХ-9633 при воздействии на пласт // Интервал. 2006, № 03(86). с. 7-13.
2. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. -292 с.
3. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – с. 14.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – с. 308.
5. Уваров С.Г., Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Кубарев Н.П. Изыскание способов минимизации содержания полиакриламида в сшитых полимерных системах и вязкоупругих составах для повышения рентабельности их применения //«Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов теория и практика их применения». Труды науч.-практ. конф. VIII Международной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия-2001» Казань 5-8 сентября 2001 г). –Т.1. –с.326-332.

6. Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород. (Под ред. Н.А. Еременко, С.П. Максимова) М.: Наука, 1986- 134с.

7. Петрова Л.М., Романов Г.В., Лифанова Е.В. Оценка степени деградации остаточных нефтей // Нефтехимия. 1994. Т.34. №2. с.145-150.

8. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Ганеева Ю.М. и др. Идентификация нефти по данным термического анализа // Нефтехимия. 1999. №4. с.254-259.

9. Юсупова Т.Н. Геохимическое исследование нефтей на поздней стадии разработки месторождения /Т.Н.Юсупова, А.Г.Романов, Е.Е.Барская, Р.Р.Ибатуллин, Г.Н.Гордадзе, И.Н.Файзуллин, Р.С.Хисамов // Нефтяное хозяйство. –2006. № 3. –с.38-41.