

Русловые песчаники, в основном, представлены песчаниками мелкозернистыми, хорошо отсортированными, полевошпатовыми, кварцевыми, крепкими и слабосцементированными, переходящими в пески и песчанистые алевролиты [3].

Пойменные песчаники представляют собой мелкозернистые алевроитовые песчаники, отложенные между руслами при переливе речной воды в паводковый период [3]. Пласты коллекторы горизонтов Ю-I~Ю-0 на месторождении Акшабулак Центральный представлены отложениями речных фаций.

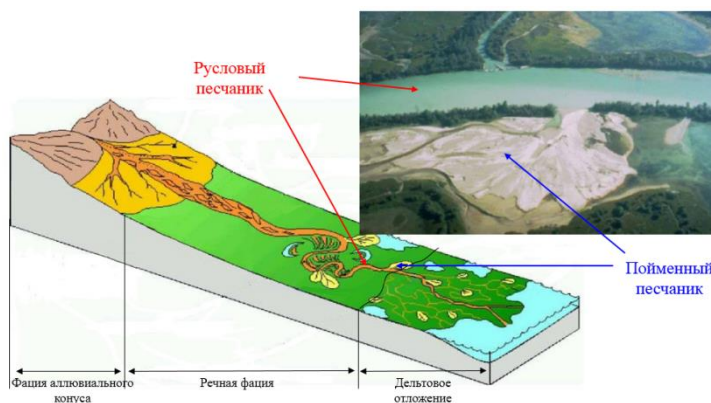


Рис.2 Седиментационная модель отложения речных фаций

Озерная фация. Озерное отложение включает в себя отложение песчаника в условии прибрежного мелководного озера и отложение глины в условии глубокого и полуглубокого озера. По уклону палеорельефа и глубины воды фация прибрежного озера делится на два типа- волнового и приливно-отливного образования.

Отложения горизонта Ю-II относятся к отложениям приливно-отливного типа. Пласт Ю-III представляет собой отложение прибрежных песчаников волнового типа, на прибрежном месте озера, где уровень воды сравнительно высокий, склон относительно крутой (по сравнению с приливно-отливным прибрежным песчаником), под реконструкционным действием волны на продукты эрозии из соседнего нагорья, отложены мощные прибрежные песчаники. Суть фациального анализа заключается в выявлении в пределах стратиграфической единицы генетических комплексов отложений (фаций), в прослеживании их на площади и в выявлении перехода в другие одновозрастные образования [1]. Данные исследования имеют возможность решать практические задачи, связанные с выделением зон локализации полезного ископаемого, а также изменений его качественных и количественных характеристик в зависимости от выбранного типа фаций.

#### Литература

1. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях, Москва, 1971.
2. Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Парагульгов Т.Х., Филиппов Г.П. Нефтегазоносные комплексы Южно-Тургайской впадины // Вестник АН КазССР. – 1990. – № 1.
3. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации – М.: Мир, 1990

## МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С РАЗНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ ПЛАСТОВ

Ульянюк М.П., Островский О.В.

Научный руководитель - профессор В.Н. Манжай

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

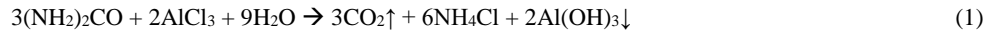
Месторождения нефти представляют собой сложную комплексную структуру, и их разработка отнюдь не является легкой задачей, это подтверждает и тот факт, что даже после применения первичных методов повышения нефтеотдачи, таких как например заводнение, коэффициент извлечения нефти (далее КИН) все ещё редко переваливает за отметку 0,5 и держится в пределах 0,25–0,43.

Запасы, которые в таком случае остаются в недрах в среднем составляют 57–75% от начальных геологических запасов. Такие показатели на сегодняшний день считаются неприемлемыми, поэтому на месторождениях практически повсеместно применяются различные физико-химические методы повышения нефтеотдачи [1–3]. Подавляющее большинство месторождений на территории Российской Федерации в настоящее время находятся на поздних стадиях разработки, в то время как добываемые углеводороды характеризуются значительной обводненностью, причинами которой являются как выработка запасов, так зачастую и высокая неоднородность геологического разреза по проницаемости [4–6]. Следствием этой неоднородности, а также процесса образования техногенной трещиноватости является возникновение высокопроницаемых каналов, по которым происходит циркуляция жидкости, что является основной причиной преждевременного обводнения добывающих скважин, а также способствует образованию не вовлеченных в разработку зон [7,8].

Одним из наиболее действенных методов повышения нефтеотдачи для случаев с разной проницаемостью пластов является закачка композиций химических реагентов, вязкость которых в пластовых условиях значительно возрастает, в результате чего промытые высокопроницаемые пропластки становятся заблокированными, а дальнейшая закачка вытесняющего агента приводит к вытеснению нефти из ранее незадействованных зон. В ходе эксперимента было произведено моделирование нефтеотдачи на месторождениях с разной проницаемостью пластов с использованием двух композиций различного состава. В обоих случаях в эксперименте участвовало две колонки, заполненные ядерным материалом, предварительно насыщенные сначала водой, а затем и нефтью. Состав первой

композиции для получения геля представляет собой маловязкий водный раствор ( $\eta \sim 1,4$  мПа·с), содержащий 8% карбамида и 4% хлорида алюминия. Итоговый раствор обладает ярко выраженными кислотными свойствами (рН  $\sim 2,5 - 3$ ), что свойственно продуктам гидролиза солей сильной кислоты и слабого основания.

Суть процесса заключается в том, что раствор, двигаясь по стволу скважины не реакционноспособен, но достигая целевого пласта, температура которого 363 К, ситуация меняется кардинально. Карбамид при нагревании подвергается гидролизу [9] в результате чего выделяется аммиак, который способствует постепенному повышению рН до 9 и диоксид углерода, снижающий вязкость добываемого флюида путем абсорбции в углеводородной фазе. Когда рН системы достигает значений примерно равных 4-5, происходит незамедлительное выпадение гелеобразного осадка гидроксида алюминия, который блокирует промытый высокопроницаемый пропласток. Эффективность данной композиции как блокирующего агента подтверждается и реологическими исследованиями на ротационном вискозиметре [10], по результатам которых было выявлено, что через 24 часа после начала эксперимента вязкость системы увеличивается приблизительно на три порядка.



Состав второй композиции также представляет собой водный раствор ( $\eta \sim 1,4$  мПа·с), содержащий 4% хлорида алюминия, однако вместо карбамида добавляется 8% уротропина. Процесс изменения рН раствора меняется аналогично, уротропин разлагается с образованием формальдегида и воды, а также выделением аммиака, растворение которого в воже ведет к её подщелачиванию. Хлорид алюминия в щелочной среде подвергается гидролизу с образованием гелеобразного осадка  $\text{Al}(\text{OH})_3$ . Основное отличие данного процесса от описанного ранее заключается в более низкой температуре реакции (313 К), а также отсутствии углекислого газа в числе образующихся продуктов.



Исходные данные для обоих экспериментов представлены в таблице 1.

Таблица 1

**Исходные данные по экспериментам**

Композиция 1 (8% карбамида, 4% хлорида алюминия)

Номер колонки	Масса, г			заполненная водой	заполненная нефтью	Объем пор, см <sup>3</sup>	Объем нефти, см <sup>3</sup>	Проницаемость, D
	пустая	с керном	кern					
1	1190,5	1307,0	116,5	1330,6	1332,8	27,8	18,2	0,172
2	1188,2	1298,8	110,6	1326,2	1328,7	32,5	23,1	0,617

Композиция 2 (8% уротропина, 4% хлорида алюминия)

Номер колонки	Масса, г			заполненная водой	заполненная нефтью	Объем пор, см <sup>3</sup>	Объем нефти, см <sup>3</sup>	Проницаемость, D
	пустая	с керном	кern					
1	1159,0	1275,3	116,3	1300,6	1301,2	27,5	18,9	0,17
2	1144,2	1252,6	108,4	1280	1281,5	27,4	22,7	0,594

Плотность закачиваемой нефти при стандартных условиях составляет 0,854 г/см<sup>3</sup>, увеличение массы колонок после закачки воды вызвано тем, что при первичном заводнении не все поры оказались заполнены, соответственно в них оставался воздух, который искажал массу в меньшую сторону. Предполагается, что во время промывки нефти вода была продавлена в ранее незанятые пустоты.

По данным экспериментов были построены графические зависимости накопленной добычи нефти от времени (Рис.1), на этих зависимостях отчетливо видно, что вплоть до введения композиции в систему вытеснение протекало исключительно из высокопроницаемой колонки, что значительно снижало КИН.

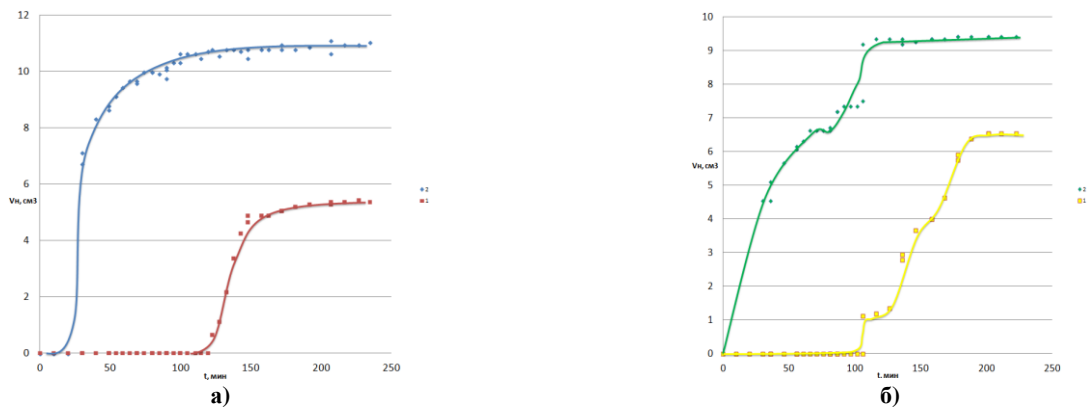


Рис. 1 Графики накопленной добычи нефти от времени при использовании композиции на основе

а) карбамида; б) уротропина

## СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Помимо построения зависимостей также был оценен КИН, как до, так и после закачки композиций, результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Данные по КИНу			
Композиция 1 (8% карбамида, 4% хлорида алюминия)		Композиция 2 (8% уротропина, 4% хлорида алюминия)	
КИН	%	КИН	%
Без композиции	24,5	Без композиции	14,0
С композицией	40,0	С композицией	38,0
Добавочный	15,5	Добавочный	24,0

Как видно из результатов эксперимента, суммарный КИН для каждого случая составил 0,4 и 0,38 соответственно, 0,155 и 0,24 из которых являются добавочными, полученными благодаря применению композиций. Такие результаты позволяют сделать вывод что ввиду серьезного увеличения КИНа, а также доступности и невысокой стоимости компонентов растворов их применение является обоснованным как с технологической, так и с экономической точки зрения.

### Литература

1. Шубин А., Шустер М. Химия и нефть. Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи // Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2014. – № 2/109. – С. 17 – 25.
2. Миловидов К.Н., Колчанова Т.И. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». – 2002. – № 8. – С. 46 – 48.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 1995. – 198 с.
4. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2008. – № 1. – С. 12 – 22.
5. Tabary R., Bazin B. Advances in Chemical Flooding // Improved Oil recovery (IOR) Techniques and Their Role in Boosting the Recovery Factor: IFP-OAPEC Joint Seminar. – France, 2007.
6. Levitt D.B., Pope G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, USA, 2008. – P. 1125-1143.
7. Thomas A. Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (сEOR) – a Practical Overview / Ed. by Dr. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64623.
8. Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States // SPE Reserv. Eval. Eng. – 2007. – V.10, № 6. – P. 667 – 686.
9. Кувшинов В.А., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А. Кинетика гелеобразования в системе соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-химические свойства растворов и дисперсий. Новосибирск. Наука. 1992. С.18 – 24.
10. Кувшинов В.А., Манжай В.Н., Алтунина Л.К. Реологическое исследование системы соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-химические свойства растворов и дисперсий. Новосибирск. Наука. 1992. С.24 – 30.

### ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Федюшкин К.Г., Карапузов И.А., Курилович Р.О.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

При разработке многопластовых месторождений Восточной Сибири возникает ряд ограничений на применение традиционных технологий интенсификации добычи нефти в виду геологического строения залежи, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и реологических свойств флюида. Так рассматривая Тагульское месторождение можно сделать вывод что около 50% запасов нефти и газа сосредоточены в пластах, осложненных низкими пластовыми температурами и где залегают наиболее вязкая нефть, что при эксплуатации ведет к прорыву газа и воды.

Данные факты не могут остаться незамеченными как в экономическом плане, так и технологическом. Технологические решения при разработке должны включать себя как можно больший охват. Одним из решений по переходу на вышележащий пласт (ПВЛГ) является технология радиального вскрытия пласта (РВИ). Данная технология позволяет делать в пласте глубокую перфорацию, то есть бурить в пласте направленные радиальные каналы. Применение технологии направлено на интенсификацию добычи нефти добывающих и приемистость нагнетательных скважин путем увеличения радиуса дренирования, площади фильтрации и притока к скважине, приобщения удаленных зон пласта, отделенных низкопроницаемыми барьерами, преодоление загрязнения призабойной зоны и восстановление продуктивности скважины.

Следует заметить, что в настоящее время часть разрабатываемых месторождений Восточной Сибири имеет многопластовое строение. И такие технологии как радиальное вскрытие пласта позволит обеспечить максимальный коэффициент извлечения нефти, минимизировав нахождение скважины в бездействии или консервации, а также увеличить рентабельность бурения каждой скважины.