

Литература

1. Геологическое строение и нефтегазоносность юга западной Сибири по новым данным: Тр. ЗапСибНИГНИ / Под редакцией Н.П. Запивалова. – Тюмень, 1976. – Вып. 116. – 145 с.
2. Запивалов Н.П. Всеми дают геологи начало. – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2002. – 52 с.
3. Запивалов Н.П., Шпильман К.А. Будет Сибирское Баку. – Новосибирск: Кн. изд-во, 1963. – 53 с.
4. Запивалов Н.П., Павлов Ф.В. Индия – путь к большой нефти, 1955 – 2005. – Новосибирск: Гео, 2005. – 208 с.
5. История геологического поиска. К 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Пента, 2003. – 288 с.
6. Нефть и газ Тюмени в документах. – Свердловск: Средне-Уральское книжное издательство, 1971. – 450 с.
7. Салманов Ф.К. Сибирь – судьба моя. – М.: Молодая гвардия, 1988. – С. 131–141.

**УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЯУНЛОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ  
МЕСТОРОЖДЕНИИ  
(ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ – ЮГРА)**

**И.Р. Алеев**

Научный руководитель доцент М.В. Шалдыбин

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

Яунлорское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 56 км к северо-западу от г. Сургута. Месторождение разрабатывается НГДУ «Сургутнефть» ОАО «Сургутнефтегаз». По величине начальных извлекаемых запасов нефти Яунлорское месторождение является крупным, по количеству и свойствам подсчётных объектов – многопластовым со сложным геологическим строением.

Эффективность разработки нефтяных месторождений в первую очередь определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП), которая наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям, как в процессе вскрытия пласта, так и при эксплуатации скважин. Как правило, фильтрационные свойства пород-коллекторов в ПЗП из-за влияния технологических факторов (загрязнение фильтратом бурового раствора и жидкости глушения, выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений) ниже, чем в удалённой зоне пласта. Высокая послойная неоднородность по проницаемости, наличие контакта с водоносной частью залежи приводят к обводнению продукции скважин, а также к частичному или полному отключению из разработки интервалов пласта с пониженной проницаемостью. Таким образом, возникает необходимость проведения мероприятий по увеличению фильтрационных свойств пород в ПЗП, выравниванию профиля притока и приёмности, ликвидации конусов обводнения и заколонных перетоков воды. Из-за кратковременности эффекта от воздействия на ПЗП, который редко длится более года, эти работы проводятся на протяжении всего срока разработки объектов и являются основным средством вывода скважин на оптимальный режим эксплуатации [1].

Химические мероприятия увеличения нефтеотдачи (МУН) применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью. Достаточно эффективным считается проведение мероприятий по выравниванию профиля приёмности и доотмыву остаточной нефти (закачка оторочек составов на основе эмульсий, полимеров, растворов поверхностно-активных веществ – ПАВ, дисперсных наполнителей, осадкогелеобразующих составов). Поскольку дальнейшая разработка объектов месторождения сопровождается ростом обводнённости продукции добывающих скважин, роль методов МУН, целью которых является ограничение фильтрации в высокопроницаемых промытых водой интервалах пласта, выравнивание профиля приёмности и увеличение охвата пласта воздействием и доотмыв остаточной нефти, возрастает.

Для увеличения приёмности скважин, в зонах с пониженными коллекторскими свойствами, совместно с закачкой составов по выравниванию профиля приёмности и фронта вытеснения дополнительно необходимо проведение ОПЗ химическими реагентами.

Для восстановления и увеличения продуктивности и приёмности скважин предлагается применение обработки призабойной зоны (ОПЗ) химическими реагентами: с применением соляно-кислотной (СКО), глино-кислотной (ГКО) и комплексной обработки: соляно-глино-кислотной (СГКО) с применением поверхностно-активных веществ (СГКО + ПАВ), СКО + ПАВ, ГКО + ПАВ, а также перфорационных методов (КС-1, КС-2, КС-3) кумулятивными снарядами.

Учитывая растущую обводнённость продукции скважин при проведении ОПЗ, в кислотный состав необходимо обязательно добавлять неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ) и 3 % уксусную кислоту, а при закачке глино-кислоты – и 3 % борную кислоту. Это позволяет удалять из ПЗП коллоидные остатки железа, привнесённые туда фильтратом жидкости глушения и кислотным составом, а также переводить соли кремния в растворимые в воде соединения. Добавка ПАВ способствует диспергированию глинистых агрегатов цемента, более полному растворению асфальто-смолистых отложений, создаваемые при этом нефтекислотные эмульсии менее вязкие и стойкие. Наличие ПАВ, спиртов и ацетона в кислоте существенно снижает скорость их реакции, как с породой, так и со скважинным оборудованием.

При обработке призабойной зоны пласта в скважине более трёх раз содержание НПАВ в кислотах увеличивается до 3–5 %, а удельный объём кислотного состава – с 1,5 до 3,0 м<sup>3</sup> на метр нефтенасыщенной толщины [3].

Поверхностно-активные вещества и органические растворители при ОПЗ пластов в основном используются в виде добавок и сопутствующих реагентов при других видах воздействия на пласт. Однако, в нагнетательных

## СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

скважинах и в добывающих, где при других видах воздействия возможно образование заколонных перетоков, а также в скважинах с обводнённой продукцией более 70 %, где кислотные ОПЗ пластов являются низкоэффективными, применение растворов ПАВ и органических растворителей используются как самостоятельные методы. Применение растворов ПАВ направлено на разрушение глинистых агрегатов цемента, структурированных систем фильтрата бурового раствора и водонефтяных эмульсий, а также на снижение содержания неподвижной воды, на доотмыв остаточной нефти и частичное растворение асфальто-смолистых отложений. Растворители же, в основном, направлены на разрушение асфальтено-смолисто-парафиновых отложений и характеризуются наибольшей эффективностью в нагнетательных скважинах, где проводится закачка подтоварной воды и в добывающих скважинах с высокой обводнённой продукцией, когда в призабойной зоне пласта резко повышается интенсивность выпадения асфальтено-смолистых соединений.

Рабочая концентрация ПАВ для добывающих скважин составляет 2–3 % с объёмом закачки раствора около одного кубического метра на метр нефтенасыщенной толщины. Для нагнетательных скважин концентрация повышается и может достигать 10 % при том же объёме закачки реагента. Наиболее оптимальный объём закачки органического растворителя как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах составляет около одного кубического метра на метр нефтенасыщенной толщины.

На поздней стадии эксплуатации скважин более эффективным является совместное применение растворов ПАВ и растворителей. В этом случае как в добывающие, так и в нагнетательные скважины первоначально закачивается углеводородный растворитель. Удельные объёмы закачки оторочек и концентрация ПАВ принимаются такими же, что и при их раздельной закачке [2].

На примере самого крупного объекта разработки – объекта АС7-8 рассмотрены основные методы увеличения нефтеотдачи на Юнлорском нефтегазоконденсатном месторождении. Результаты приведены в таблице.

*Таблица*

**Результаты оценки эффективности применения технологий МУН  
на скважинах объекта АС7-8 за период с 2012 по 2014 год**

№ п/п	Технология воздействия	Кол-во скв.-опер., ед.	Удельный объём закачки, мЗ	Средняя продолжительность эффекта, сут.	Удельная эффективность, т/скв.-опер.	Дополнительная добыча нефти, т
1	Вязко-эмульсионный состав (ВЭС)	30	122,3	368	1371,4	41142,0
3	Вязко-эмульсионный полимерный состав (ВЭПС)	1	180,0	457	1796,6	1796,6
4	Вязко-эмульсионный бесполимерный состав (ВЭБС)	1	90,0	142	183,8	183,8
5	Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)	5	150,0	511	1204,1	6020,5
6	Поверхностно-активный полимерный гелеобразующий состав (ППГС)	1	200,0	330	688,0	688,0
7	Эмульсионно-гидрофобизирующий состав (ЭГС)	2	21,5	510	2168,6	4337,1
8	Дисперсно-гелеобразующий состав (ДГС)	1	80,0	184	386,6	386,6
9	СКО + раствор ПАВ	31	26,6	328	1134,6	35172
10	ГКО + раствор ПАВ	10	25,0	411	1357,9	13579,4
11	Раствор ПАВ	3	106,7	353	589,2	1767,5
12	Растворитель + раствор ПАВ	2	80,0	663	1340,4	2680,9
Средние значения			75,5	372	1238,6	
Суммарные значения		87				107754,5

С целью увеличения охвата пластов вытеснением и вовлечения слабодренлируемых запасов нефти в разработку в нагнетательных скважинах Юнлорского месторождения за анализируемый период (2012 – 2014 гг.) проведено 268 скважиноопераций по закачке оторочек химических реагентов с целью выравнивания профиля приёмности и фронта вытеснения. От применения МУН по окружающим добывающим скважинам дополнительная добыча нефти составила 632,5 тыс. т при текущей удельной эффективности 2360,2 т/скв.-опер. С учётом переходящего эффекта от ранее проведённых мероприятий дополнительная добыча нефти составила 896,5 тыс. т [3].

Литература

1. Бадьянов В.А., Батулин Ю.Б., Ефремов Е.П., Пономарева И.А., Праведников Н.К. / Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири // Свердловск: Ср.-Уральское кн. изд-во, 1975. – 175 с.
2. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных, нефтегазовых месторождений России. Западно-Сибирская нефтегазовая провинция / Р.М. Курамшин, В.З. Лapidус, В.П. Мангазаев, Н.Я. Медведев и др. // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – Т. 2. – 352 с.
3. Технологический проект разработки Яунлорского нефтегазоконденсатного месторождения. Книга 1. – Тюмень, 2015. – 362 с.

**ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
КАРНАВАЛЬНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**А.Л. Альмендингер**

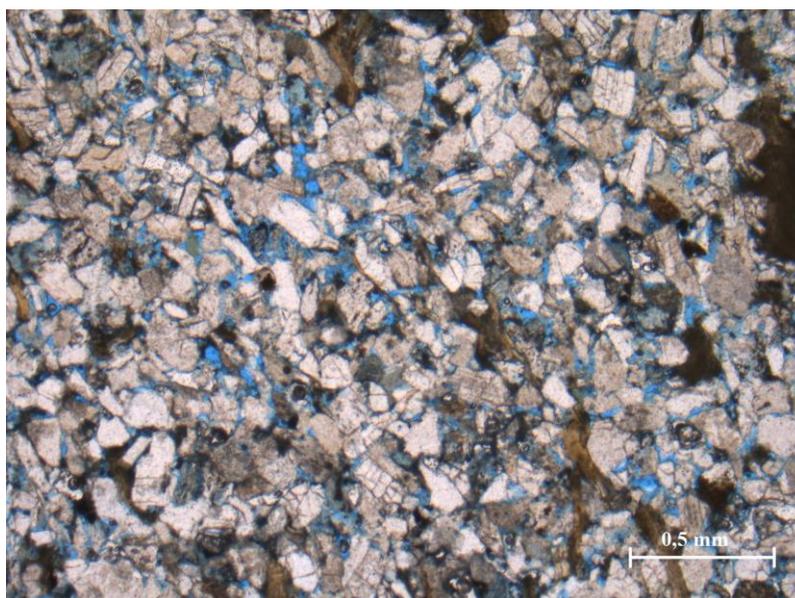
Научный руководитель доцент И.В. Вологодина

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

Нюрольская впадина – это земли действующих нефтепромыслов Томской области. Разрабатываемые залежи в основном приурочены к верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК), запасы которого постепенно истощаются [2]. В Нюрольском нефтегазоносном районе открыт ряд месторождений нефти и газа, одно из которых является объектом нашего исследования. На Карнавальном месторождении нефтяная залежь приурочена к пласту Б10 (куломзинская свита) нижнемеловых отложений. Комплексное изучение пород куломзинской свиты является приоритетным направлением в поисках и разведке залежей углеводородов в ловушках, приуроченных к меловому (неокомскому) НГК. Добыча нефти из меловых отложений в Томской области составляет около 20 % общей добычи при небольшом количестве залежей УВ [3]. Открытие новых залежей в меловом НГК может существенно увеличить ресурсы и запасы углеводородного сырья.

Ранее меловым отложениям не уделялось должного внимания из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов неокома существенно затрудняла их идентификацию [4]. Сегодня возможности высокоточной сейсморазведки и новых методик обработки и интерпретации данных ГИС, современные методы изучения керна и шлифов позволяют получить более точные данные по меловым отложениям.

Куломзинская свита (берриас-валанжин) залегает в основании нижнемелового комплекса осадков, образованных в зонах перехода мелководного и глубоководного морского шельфа. Отложения представлены аргиллитами темно-серыми до черных, плотными, известковистыми с прослоями алевролитов мелко-крупнозернистых с глинисто-карбонатным цементом и песчаников кварц-полевошпатовых известковистых. По литологическому составу выделяются три типа пачек [2]: 1 (подачимовская) толщиной 8-20 м – трансгрессивные глины темно-серые со слабо битуминозными прослоями; 2 (ачимовская) – песчаники серые, с прослоями аргиллитоподобных глин, часто известковистые, линзообразные, мощностью до 70 м; 3 пачка (тарская) относится к кровельной части свиты, характеризуется аргиллитоподобными глинами темно-серыми горизонтально- и волнистослоистыми с редкими прослоями песчаных пластов. Толщина пачки до 200 м. Характер сейсмической записи на временных сейсморазрезах свидетельствует о том, что на Карнавальной площади неокомские отложения имеют ярко выраженное клиноформное строение [4].



*Рис. 1 Пустотно-поровое пространство в песчанике пласта Б10. Образец 2207-06. Глубина отбора 2511,22 м. Без анализатора.*