

Исходя из географического расположения, центральным и узловым является месторождение В. Филановского. Именно на нем расположен райзерный блок, через который вся продукция по двум трубопроводам будет направляться на берег. Нефть будет подаваться в систему Каспийского Трубопроводного Консорциума на дожимную насосную станцию «Комсомольская», а газ – в ООО Ставролен в г. Буденовск. Пропускная способность трубопроводов составит: по нефти – 7 млн. т/год, по газу – 6 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Месторождение В. Филановского будет разрабатываться с двух морских ледостойких платформ и блок кондуктора, а также центральной технологической платформы где происходит очистка и сепарация продукции. На данный момент пробурено три скважины с общей продуктивностью 10 тыс. т. в сутки. Меньше, чем за полгода было добыто более 1 млн.т нефти. Следующим на очереди является Ракушечное месторождение, оно будет разрабатываться с четырех блок кондукторов, которые будут введены друг за другом.

Месторождения Ю. Кувькина и 170-й км являются газоконденсатными и схожими между собой по геологической структуре, обустройство включает в себя морскую ледостойкую платформу, центральную технологическую платформу и два жилых модуля. По плану, утвержденному в 2012 году, данные месторождения должны были быть введены раньше Ракушечного, но из-за сложностей реализации газовой продукции ввод в разработку месторождений был отсрочен на более поздний срок.

Месторождение Хвалынского имеет особый статус из-за своего расположения между двумя государствами. По принятому соглашению о разделе продукции, месторождение будет разрабатываться совместно Россией и Казахстаном. Продукция направится по отдельному трубопроводу в систему Каспийского трубопроводного консорциума из-за другого состава углеводородов в котором присутствует в большом составе сероводород.

Всего на обустройство месторождений Северного Каспия предусмотрено строительство 24-х гидротехнических сооружений, двух трубопроводов и береговой инфраструктуры. Будет пробурено 100 нефтяных эксплуатационных скважин, 43 газоконденсатных и 20 скважин поддержки пластового давления. Общий объем инвестиций для реализации данного проекта составляет 812,4 млрд. рублей.

#### Литература

1. Джафаров И.С. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа, – СПб: Недра, 2005. – 384 с.
2. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», Корректировка концепции обустройства месторождений и структур Северного и Центрального Каспия. – г. Волгоград, 2012. – 591 стр.

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ

<sup>1</sup>В.П. Телков, <sup>2</sup>С.В. Ким, <sup>1</sup>М.Г. Мостаджеран

<sup>1</sup>Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия,

<sup>2</sup>Акционерное общество «УзЛИТИнефтегаз», г. Ташкент, Республика Узбекистан

Коэффициент извлечения нефти месторождений, содержащих высоковязкую нефть, обычно невысок. Традиционные для таких месторождений методы увеличения нефтеотдачи нацелены на снижение вязкости нефти за счет использования тепловых методов, во многих случаях тепловые методы применены быть не могут или экономически малорентабельны. Полимерное заводнение – это наиболее широко используемый среди химических методов увеличения нефтеотдачи. При добавлении полимеров соотношение подвижностей воды и нефти снижается, приводя к большей эффективности процесса добычи нефти.

По мере накопления знаний, разработки новых полимерных составов, переоценки рациональности параметров полимерного заводнения, технология полимерного заводнения становится экономически все более рентабельной при выработке пластов с высокой вязкостью нефти. В таблице 1 представлены значения критериев применимости полимерного заводнения последних лет, которые показывают смещение возможности применения этого метода в сторону вытеснения нефти более высокой вязкости [3].

Таблица 1

Современные критерии применимости полимерного заводнения

Параметр	Al-Adasani и Bai (2010)	Dickson и др. (2010)	Saboorian-Jooybari (2015)
Глубина, м	213-2883	243-2743	1600
Пористость, %	Не важен		21
Проницаемость, мД	1,8-5500	> 100 при $\mu < 100$ сП; > 1000 при $\mu < 1000$ сП	>1000
Вязкость нефти, мПа·с	0,4-4000	10-1000	<5400
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,813-0,979	<0,966	<0,993
Нефтенасыщенность, %	34-82	>30	>50
Температура, °С	<114	<77	65

В настоящее время полимерное заводнение применяется при вязкости нефти до нескольких тысяч мПа·с, при этом минимальная проницаемость, при которой применяется полимерное заводнение, составляет 1 мД, а соответствующая пластовая температура достигает 121°С. Также снизились требования по минерализации воды для полимерного заводнения до 100000 ppm, а глубина применения увеличилась до 2900 м.

В работе рассмотрена взаимосвязь вязкости вытесняемой нефти и полимерного раствора. Вязкость всех закачиваемых растворов [2] находится в одном и том же диапазоне, и практически не зависит от вязкости нефти. Вязкость полимера при полимерном заводнении месторождений с нефтью невысокой вязкости подбирается с учетом соотношения подвижностей, однако этот подход для высоковязких нефтей невозможен, так как это приведет к сверхвысокой вязкости раствора, значительно снизит приемистость системы, раствор с трудом будет попадать в пласт. Таким образом, необходимо соблюсти компромисс между улучшением соотношения подвижностей и поддержанием уровня темпа закачки. Wang и Dong провели большое количество опытов по исследованию потенциала полимерного заводнения на месторождениях высоковязких нефтей [4, 5]. Было сделано несколько заключений, самым важным из которых является то, что существует определенный интервал вязкости полимерного раствора (на так называемой S-образной кривой), в промежутке которого прирост коэффициента извлечения нефти существенно увеличивается при повышении вязкости полимерного раствора. При вязкостях полимерного раствора вне этого интервала прирост коэффициента извлечения нефти минимальный. Определено, что S-образная кривая смещается в сторону меньшей вязкости раствора при больших количествах остаточной нефти, т.е. нужна меньшая концентрация полимерного раствора при полимерном заводнении на ранних стадиях разработки.

**Таблица 3**

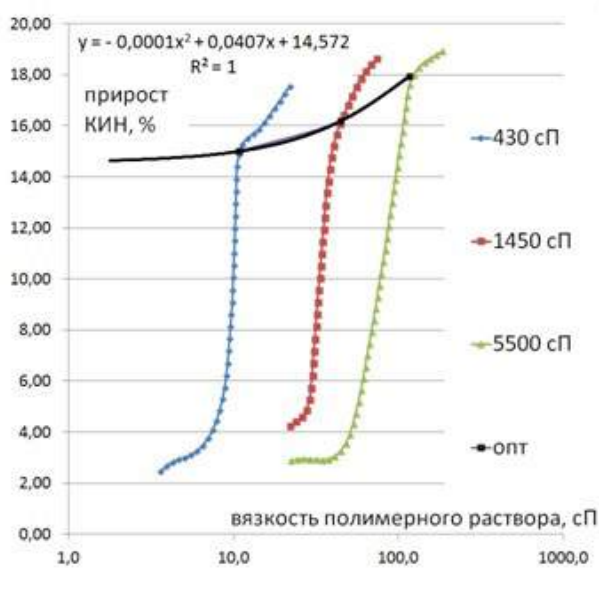
**Взаимосвязь между вязкостью нефти и полимерного раствора**

Месторождение	Вязкость нефти, мПа·с		Вязкость полимерного раствора, мПа·с
	Дегазир.	Пласт.	
Pelican Lake	1200–1800	1500	13–25
Mooney	300–500	120–500	20–30
Seal	5000–12000	3000–7000	25–45
Taber	120	50	22–32
Suffield	480	180–250	22

Авторами был проведен анализ представленных Wang и Dong S-образных кривых, на основании которого была построена экспресс-методика подбора рациональной вязкости полимерного раствора.

Последовательность необходимых действий следующая.

1. Определяются верхние переломные точки S-образных кривых, соответствующие значению рациональной вязкости полимерного раствора для каждого эксперимента нефти различной вязкости. Определяется зависимость рациональной вязкости полимерного раствора от вязкости вытесняемой нефти:
2.  $\mu_p = 0,02 \cdot \mu_n + 8,265$ , где  $\mu_p$  и  $\mu_n$  – рациональная вязкость полимерного раствора, вязкость нефти, мПа·с.
3. Строится тренд для оценки ожидаемого прироста коэффициента извлечения нефти при полимерном заводнении после вытеснения водой:  $\Delta\text{КИН} = -0,0001 \cdot \mu_p^2 + 0,0407 \cdot \mu_p + 14,572$ . Подбирается необходимая для обеспечения вязкости концентрация полимера в растворе.



**Рис. 1. Результаты обработки семейства S-образных кривых**

На основании предложенного алгоритма подобрана вязкость полимерных растворов для различных месторождений высоковязкой нефти (таблица 4).

Таблица 4

*Взаимосвязь между вязкостями нефти и полимерного раствора с учетом новой экспресс-методики*

Месторождение	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Вязкость полимерного раствора действующих проектов, мПа·с	Рациональная вязкость полимер. раствора, мПа·с
Pelican Lake	1500	13–25	38,4
Mooney	120–500	20–30	10,7–18,3
Seal	3000–7000	25–45	68,5–148,7
Taber	50	22–32	9,3
Suffield	180–250	22	8,3
Oudeh	470		17,7
Saida & Zarba	42		9,1
Karajida	38,9		9,0

Приведенные выше расчетные данные показывают, что для нефтей с вязкостью до 500 мПа·с концентрация применяемых полимеров избыточна, а для нефтей с вязкостью выше 500 мПа·с вязкость полимерного раствора должна быть существенно скорректирована. Экспресс-методика рекомендуется к применению для вытеснения полимерными растворами нефти вязкостью от 30 до 10000 мПа·с.

В дополнение к представленному выше в работе [1] были предложены некоторые важные дополнения к технологии полимерного заводнения, синергетический эффект от которых может быть весьма значительным в сложных геолого-промысловых условиях:

1) В неоднородных коллекторах можно использовать нестационарное (амплитудное) нагнетание полимерных растворов большей и меньшей, чем определенная по этой методике рациональная, вязкости.

2) В неоднородных коллекторах можно использовать попеременное нагнетание полимерных растворов и других агентов (вода, газ).

3) В случае сильной неоднородности, например, наличия техногенных трещин, использовать малообъемную оторочку сшивающихся полимерных составов или блокирующие (отклоняющие) агенты.

4) Выбирать для нагнетания полимерных растворов горизонтальные скважины и скважины с трещиной гидроразрыва, для снижения деструкции полимерного раствора при более низкой скорости фильтрации раствора в пласте.

5) Исследовать применение полимерного заводнения в сочетании с волновым воздействием (с учетом эффектов деструкции, дилатансии и др.), новых ассоциативных или сверхразветвленных полимеров с лучшей стабильностью, устройств контроля притока для выравнивания фронта вытеснения.

**Литература**

1. В.П. Телков. Новое видение полимерного заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти // Труды X Международной научно-технической конференции «GЕOPETROL 2016» - Краков, Институт нефти и газа, 2016. - С. 383–389.
2. E. Delamaide, B. Bazin and D. Rousseau. Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience, SPE-169715-MS, 2014.
3. Saboorian-Jooybari, H., Dejam, M. and Chen, Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications, SPE-174402-MS, SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June 2015.
4. Wang, J. and Dong, M. 2007. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Paper PETSOC-2007-178 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June.
5. Wang, J. and Dong, M. 2009. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering 67 (3-4): 155–158.