

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН: ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Э. Деламаид

IFP Technologies (Canada) Inc., Калгари, Канада
E-mail: eric.delamaide@ifp-canada.com

При первичной добыче тяжелой нефти в целом достигается нефтеизвлечение менее 10% от начальных геологических запасов. В результате заводнения, которое применяется на залежах с тяжелой нефтью в течение нескольких лет, извлечение может быть гораздо большим, но эффективность процесса уменьшается, если вязкость выше нескольких сот сантипуаз, уровень обводненности высокий, а также существует необходимость перерабатывать значительные объемы воды; таким образом значительное количество нефти остается в недрах. Для увеличения нефтеизвлечения необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Тепловые методы, такие как закачка пара или гравитационный дренаж с применением пара не всегда применимы, особенно когда пласт тонкий, и в этом случае альтернативой могут стать химические методы увеличения нефтеотдачи.

Двумя основными процессами химических методов увеличения нефтеотдачи являются полимерное и АСП (щелочь, ПАВ и полимер) заводнение. Более ранние свидетельства применения в промышленных условиях закачки полимеров на месторождениях с тяжелыми нефтями датируются 1970-ми гг., однако этот метод применялся очень редко до недавнего времени. Основная особенность применения химического МУН при добыче тяжелых нефтей состоит в том, что оторочку высоковязкой нефти трудно сместить, и приемистость вертикальных скважин может быть ограничена, особенно в тонких пластах-коллекторах, которые являются главной целью для химического МУН. Эта ситуация изменилась с развитием горизонтального бурения, и, как следствие, за последние 10 лет было реализовано несколько проектов химических заводнений на месторождениях тяжелых нефтей с использованием горизонтальных скважин. Целью данной статьи является представление некоторых наиболее удачных зарегистрированных случаев применения химических МУН в промышленных условиях.

Самым успешным и самым крупным примером является полимерное заводнение на месторождении Pelican Lake в Канаде, эксплуатируемое компаниями CNRL и Cenovus, на котором в настоящее время добывают более 60,000 баррелей/сут. Также достойны обсуждения полимерное заводнение в Албании компанией Bankers Petroleum и проект Mooney (полимерное и АСП заводнение), разрабатываемый компанией BlackPearl (опять же в Канаде).

Ключевые слова: тяжелая нефть, увеличение нефтеотдачи, МУН, химические МУН, полимер, щелочь-ПАВ-полимер (АСП), промышленные исследования, горизонтальные скважины

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.3>

Для цитирования: Деламаид Э. Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промышленные исследования. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 166-175. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.3>

Введение

При первичной добыче тяжелой нефти в целом достигается нефтеизвлечение менее 10% от начальных геологических запасов. В результате заводнения, которое применяется на залежах с тяжелой нефтью в течение нескольких лет (Beliveau, 2009), извлечение может быть гораздо большим, но эффективность процесса уменьшается, если вязкость выше нескольких сот сантипуаз, уровень обводненности высокий, а также существует необходимость перерабатывать значительные объемы воды; таким образом значительное количество нефти остается в недрах. Для увеличения нефтеизвлечения необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Тепловые методы, такие как закачка пара или гравитационный дренаж с применением пара не всегда применимы, особенно когда пласт тонкий (Delamaide, 2017), и в этом случае альтернативой могут стать химические методы увеличения нефтеотдачи.

Двумя основными процессами химических методов увеличения нефтеотдачи являются полимерное и АСП заводнение. Принцип полимерного заводнения состоит

в увеличении вязкости закачиваемой воды, тем самым улучшая соотношение подвижности. Полимер также может улучшить горизонтальную и вертикальную эффективность вытеснения, например, за счет увеличения падения давления в высокопроницаемых пластах, тем самым отводя поток в менее проницаемые участки. Принцип АСП (щелочь, ПАВ и полимер) заключается в снижении межфазного натяжения между водой и нефтью, что позволяет снизить остаточную нефтенасыщенность. В некоторых случаях, когда нефть вступает в реакцию, добавление щелочного агента, такого как NaOH, может способствовать образованию поверхностно-активного вещества (ПАВ) внутри пласта, что позволяет уменьшить количество требуемых ПАВ. Щелочь также позволяет уменьшить адсорбцию ПАВ.

Более ранние свидетельства применения в промышленных условиях закачки полимеров на месторождениях с тяжелыми нефтями датируются 1970-ми гг. (Delamaide, 2014), однако этот метод применялся очень редко до недавнего времени, и, в самом деле, критерии отбора использовались для ограничения вязкости нефти до 150 сП при

Company	Field	Formation	Country	Dead oil viscosity (cp)	Process	Status
CNRL, Cenovus	Pelican Lake	Wabiskaw	Canada	1,500-2,500	P	Full field
BlackPearl	Mooney	Bluesky	Canada	255-400	P, ASP	Successful polymer pilot, ASP appears successful
Murphy	Seal	Bluesky	Canada	5,000-12,000	P	Large scale expansion
Bankers Petroleum	Patos Marinza		Albania	1,500	P	Large scale expansion
Northern Blizzard	Cactus Lake	Basal Mannville-Bakken	Canada	>500	P	Full field
PDO	Nimr		Oman	500?	P	Pilot
Enerplus	Medicine Hat	Glaucanitic	Canada	1,000-1,500?	P	Successful pilot

Табл. 1. Текущие мировые проекты применения химических МУН с использованием горизонтальных скважин

применении полимерного заводнения (Delamaide, 2017). Основная особенность применения химического МУН при добыче тяжелых нефтей состоит в том, что оторочку высоковязкой нефти трудно сместить, и приемистость вертикальных скважин может быть ограничена, особенно в тонких пластах-коллекторах, которые являются главной целью для химического МУН. Эта ситуация изменилась с развитием горизонтального бурения, и, как следствие, за последние 10 лет было реализовано несколько проектов химических заводнений на месторождениях тяжелых нефтей с использованием горизонтальных скважин. В таблице 1 показан перечень этих проектов. Как видно из таблицы, большинство этих проектов были реализованы в крупном масштабе. Целью данной статьи является представление некоторых наиболее удачных зарегистрированных случаев применения химических МУН в промысловых условиях.

Самым успешным и самым крупным примером является полимерное заводнение на месторождении Pelican Lake в Канаде, эксплуатируемое компаниями CNRL и Cenovus, на котором в настоящее время добывают более 60 000 баррелей/сут. Также достойны обсуждения полимерное заводнение в Албании компанией Bankers Petroleum и проект Mooney (полимерное и АСП заводнение), разрабатываемый компанией BlackPearl (опять же в Канаде).

Описание проектов

Месторождение Pelican Lake (компаниям CNRL и Cenovus, Канада)

Месторождение Pelican Lake (иногда называемое Brintnell), расположенное примерно в 250 км к северу от Эдмонта, Альберта, Канада (Рис. 1) было открыто в 1978 году, эксплуатация была начата в 1980 году (Cenovus Energy..., 2013). Первоначальные геологические запасы нефти составляют около 6,5 млрд баррелей.

Формацией коллектора является песок Wabiskaw «А», который представляет из себя песчаные отложения в восходящем направлении с укрупнением частиц, интерпретируемый как часть просортированной береговой линии в пределах формации Clearwater группы Upper Mannville нижнего мелового возраста (Рис. 2). Формация отложена в углублении размером 35x60 км², СВ-ЮЗ простирания с выклиниванием на севере, востоке и юге и покрыта трансгрессивными морскими сланцами формации Clearwater. Водяная оторочка находится вниз по падению пласта на юго-запад; газовая шапка располагается вверх по падению пласта на северо-восток. Местами могут быть найдены небольшие изолированные газовые шапки. Неподвижная (высоковязкая) нефть также обнаружена к северо-востоку (Cenovus Energy..., 2013). Коллектор состоит из рыхлых песков, в состав которых в основном входят кварц и

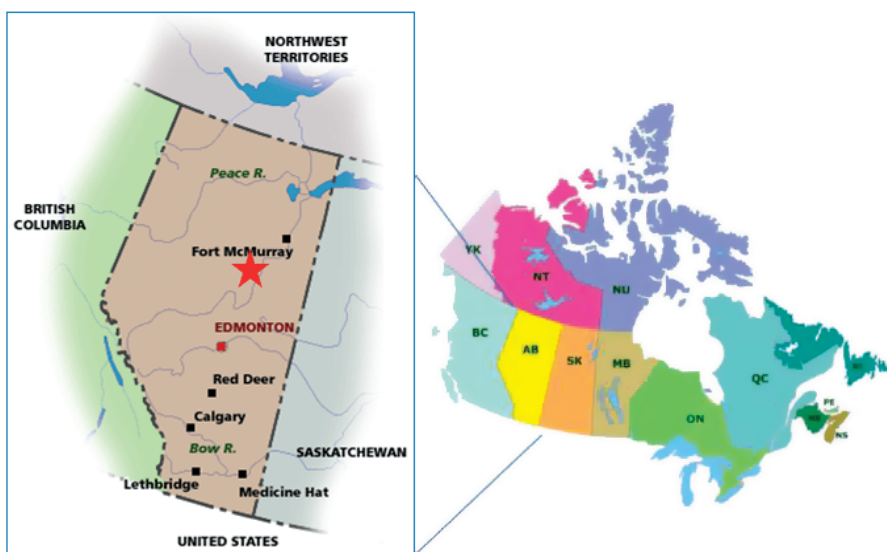


Рис. 1. Карта, показывающая расположение месторождений Pelican Lake и Mooney (Delamaide et al., 2014b)

GROUP		NORTHEAST ALBERTA	LLOYDMINSTER ALBERTA/SASK.	AGE		
MANNVILLE GROUP	Upper	GRAND RAPIDS FM.	A	COLONY McLAREN	Albian LOWER CRETACEOUS	
			B	WASECA		
			C	SPARKY G.P.		
		CLEARWATER FM.	A	REX		
			B	LLOYDMINSTER		
			C	CUMMINGS		
	Lower	McMURRAY FM.	upper			Neocomian/Aptian
			middle	DINA		
			lower			
			PALEOZOIC	JURASSIC		

Рис. 2. Стратиграфическая схема группы Mannville с формацией Wabiskaw (обведена красным) (Delamaide et al., 2014b)

Project	Country	Average depth (m)	Reservoir temperature (°C)	Average net pay (m)	Permeability (md)	API gravity	Live oil viscosity (cp)
Pelican Lake	Canada	300-450	12-17	1-9	300-5,000	12-14	800-10,000
Mooney	Canada	875-925	29	3-5	100-10,000+	12-19	100-250
Seal	Canada	610	20	8.5	300-5,800	10-12	3,000-7,000
Patos Marinza	Albania	1,200-1,300	40-42	4-12	100-2,500	8-10	600-1,600
Cactus Lake	Canada	850	27	6	500-1,500	15	500
Nimr	Oman		51	30-50	2,000-5,000	20	250-500
Medicine Hat	Canada	850	26	7	0-10,000		500-1,000?

Табл. 2. Основные характеристики выбранных проектов

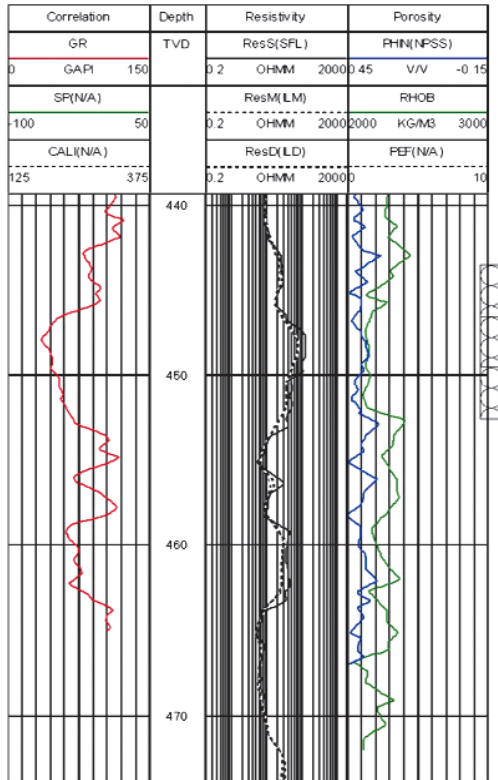


Рис. 3. Pelican Lake – Типовой каротаж скважины IAD/11-09-081-22W4M (Delamaide et al., 2014b)

кремнистые породы. Петрофизические свойства коллектора, как правило, являются отличными с показателями пористости 28-32%, проницаемость варьируется в пределах от 300 до более чем 5000 мДа. Основные характеристики пласта приведены в таблице 2, а типовой каротаж представлен на рисунке 3.

Пласт разрабатывается на режиме растворенного газа, но пластовое давление изначально низкое, газ растворяется в малых количествах ($\Gamma=4-6\text{м}^3/\text{м}^3$), поэтому энергия в пласте невысокая. Поскольку нефть вязкая (от 800 до 80000 сП), начальное извлечение также низкое – от 5 до 10% от начальных геологических запасов. Кроме того, коллектор тонкий (от 1 до 9 м, в среднем 5 м). В результате этого первая (вертикальная) скважина, пробуренная в 1980-1981 гг., была экономически нерентабельной: низкий дебит (менее 30 бар/сут, как правило снижавшийся резко до менее чем 10 бар/сут) и низкая суммарная добыча (в среднем 28000 баррелей в общей сложности на скважину). Ситуация изменилась с внедрением горизонтального бурения в 1988 году; горизонтальные скважины достигли более высоких показателей дебита и значительно улучшили экономическую рентабельность, в результате чего всю залежь стали разрабатывать горизонтальными скважинами (Delamaide et al., 2014a).

Тем не менее, коэффициент извлечения нефти (КИН) при первичной добыче оставался низким даже после внедрения горизонтального бурения. Были испытаны тепловые методы, но они оказались неэффективными из-за малой толщины пласта; были опробованы и другие

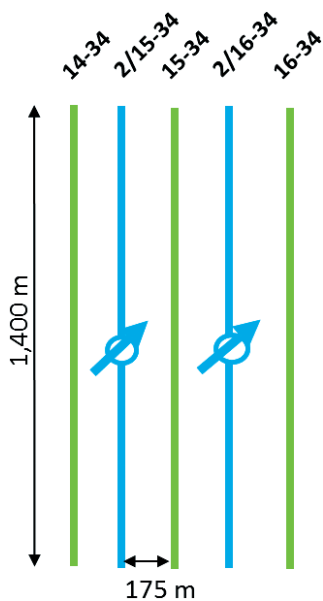


Рис. 4. Карта проекта полимерного заводнения 6 CNRL HTLP (Delamaide et al., 2014b)

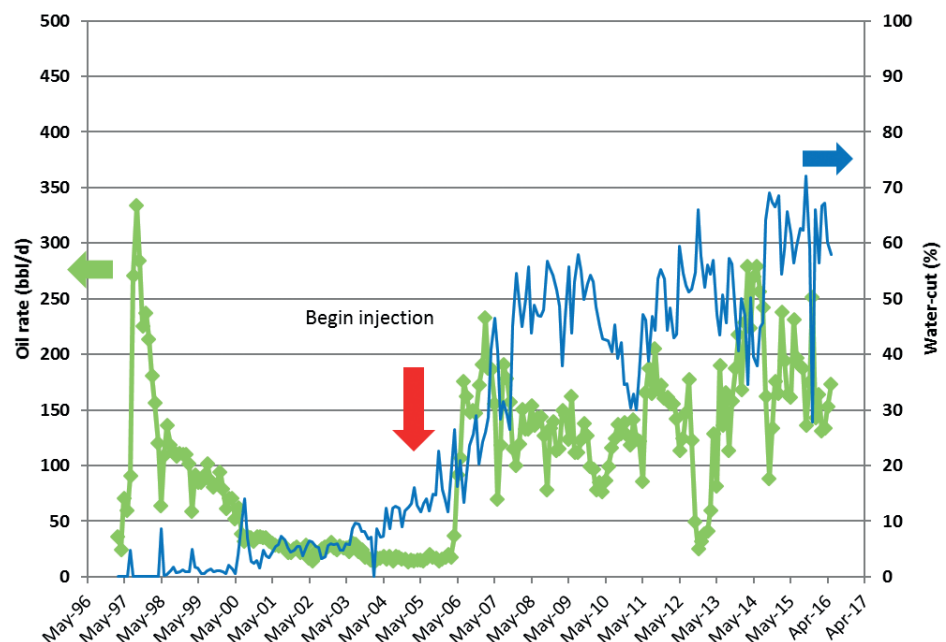


Рис. 5. Проект полимерного заводнения HTLP 6 – Скважина 00/14-34-081-22W4 (Delamaide et al., 2014b, с изменениями)

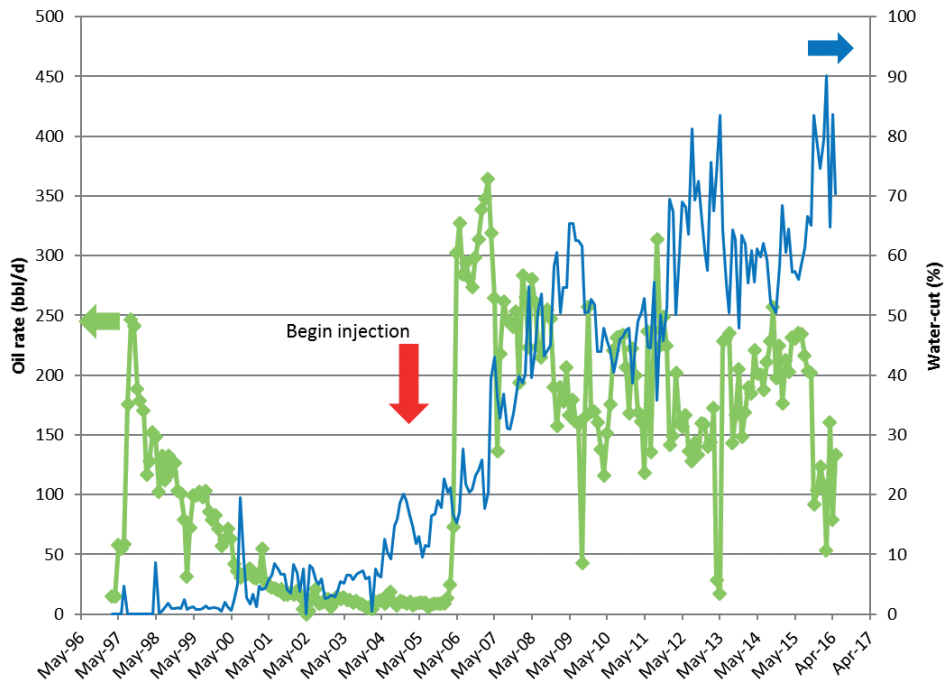


Рис. 6. Проект полимерного заводнения HTLP 6 – Скважина 00/15-34-081-22W4 (Delamaide et al., 2014b, с изменениями)

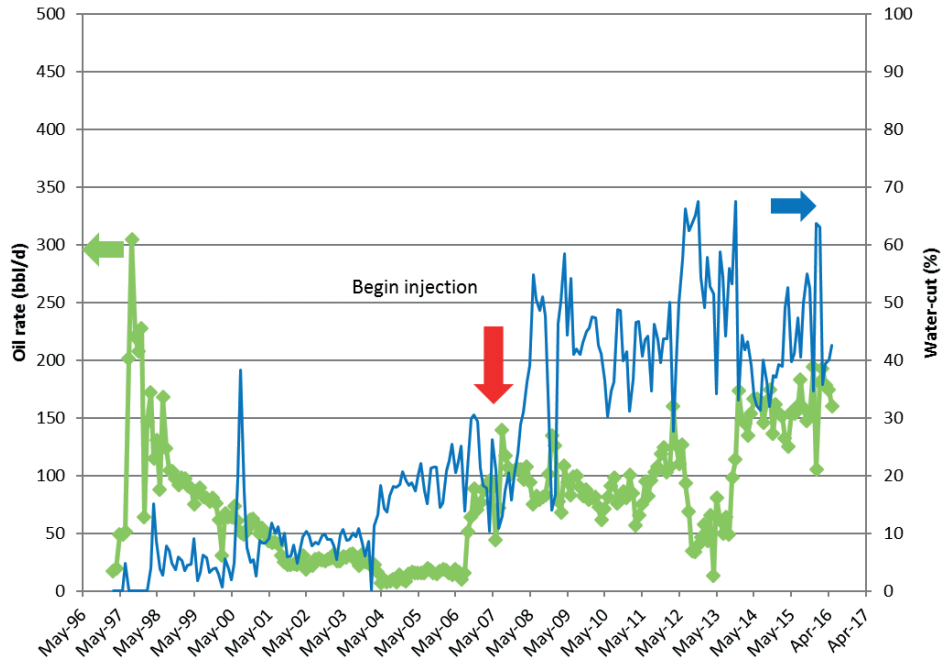


Рис. 7. Проект полимерного заводнения HTLP 6 – Скважина 00/16-34-081-22W4 (Delamaide et al., 2014b, с изменениями)

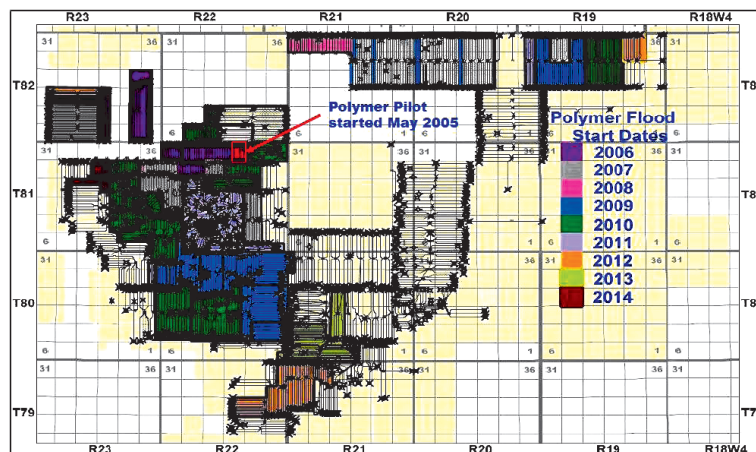


Рис. 8. Карта CNRL месторождения Pelican Lake с расположением испытываемого объекта (красным) и размещением проекта полимерного заводнения (Delamaide et al., 2014b, с изменениями)

методы. После первого неудачного опыта полимерного заводнения в 1997 году, было опробовано закачивание воды. Этим методом удалось увеличить добычу нефти, но ценой высокой обводненности (Delamaide et al., 2014b). В результате, в 2005 году началось второе испытание нагнетания полимера.

Во второе испытание было вовлечено пять горизонтальных скважин длиной 1400 м (Delamaide et al., 2014a): три добывающие скважины (14-34, 15-34 и 16-34) и две нагнетательные скважины между ними (2/15-34 и 2/16-34) с шагом 175 м между скважинами (Рис. 4). Скважины были пробурены в 1997-1999 гг. Вязкость в районе испытания варьировалась в диапазоне 1200-1800 сП.

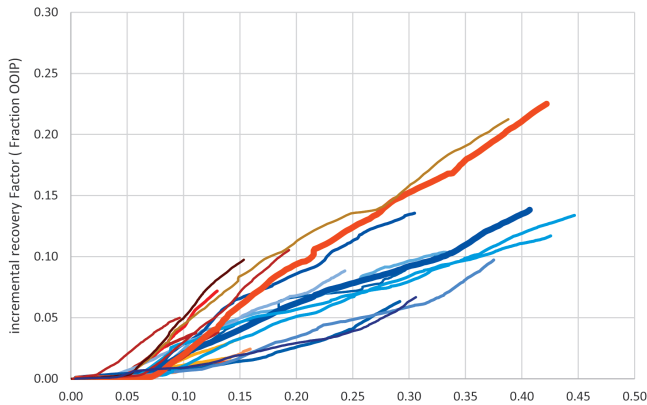


Рис. 9. Участок соотношения извлечения и суммарного закачивания для различных скважин на месторождении Pelican Lake. Каждая кривая соответствует эксплуатационной скважине. Желто-оранжево-коричневый цвет соответствует вторичному полимерному заводнению, в то время как синий цвет соответствует третичному полимерному заводнению (Delamaide, 2016)

Нагнетание полимеров началось в мае 2005 года с целевой вязкостью 20 сП (что соответствует начальной концентрации 600 частей на миллион), которая была уменьшена до 13 сП в конце августа 2005, а затем увеличена до 25 сП (Delamaide et al., 2014a). Начальная скорость нагнетания составила 930 баррелей/сут/скв, но позже была уменьшена вследствие повышения давления на контуре.

В феврале 2006 года произошла реакция в центральной добывающей скважине, а в апреле и сентябре 2006 года – в двух других добывающих скважинах (Рис. 5-7). Как видно из рисунков, показатели реакций были превосходными, дебит нефти увеличился более чем в десять раз. С другой стороны, обводненность увеличивалась медленно и постепенно во всех трех скважинах, особенно по сравнению с тем, что было при более раннем испытании по закачиванию воды, и показатель до сих пор остается в пределах 60-70% спустя 10 лет постоянного закачивания полимера.

После этого успеха, полимерное заводнение расширили на значительные участки месторождения, с применением сотен скважин под нагнетание полимеров (Рис. 8). По оценкам операторов, полимерное заводнение увеличит КИН до 20-30% от начальных геологических запасов нефти, а лучшие кусты скважин достигнут показателей в 38% от начальных геологических запасов.

В недавней работе (Delamaide, 2016) были рассмотрены показатели первичного, вторичного и третичного полимерного заводнения на месторождении Pelican Lake. На рисунке 9 приведены некоторые результаты; предполагается, что полимерное заводнение более эффективно при применении во вторичных условиях, по крайней мере, на месторождении Pelican Lake: извлечение ускоряется и увеличивается по сравнению с закачиванием воды, в то время как обводненность снижается. Этот первый успех позволил продемонстрировать потенциал полимерного заводнения при добыче нефтей с вязкостью гораздо более высокой, чем та, что рекомендуется критериями отбора, и открыл перспективы применения других методов в промысловых условиях.



Рис. 10. Карта расположения месторождения Patos Marinza (Hernandez, 2016)

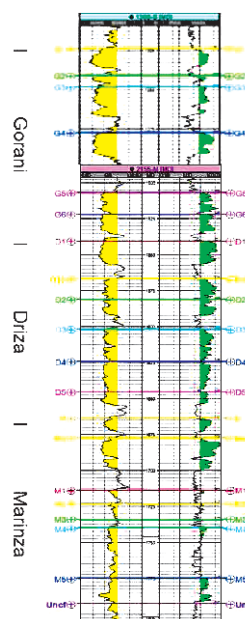


Рис. 11. Типовой карттаж месторождения Patos Marinza (Hernandez, 2016)

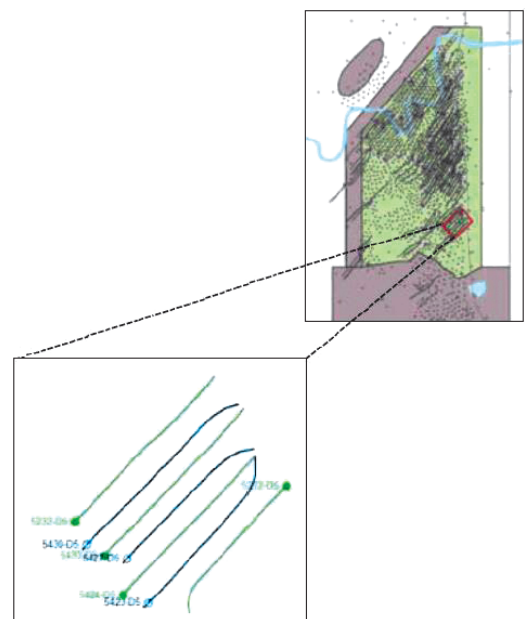


Рис. 12. Карта и схема расположения испытываемого объекта полимерного заводнения на месторождении Patos Marinza (Hernandez, 2015)

Patos Marinza (Bankers Petroleum, Албания)

Месторождение Patos Marinza является самым большим материковым месторождением в Западной Европе и разрабатывается с 1928 г. (Hernandez et al., 2015). Коллектор включает в себя несколько зон, которые состоят из нескольких слоев песка, отложенного в верхнем миоцене в мелководной морской среде на глубине от 1000 до 1800 м. Основным пластом является формация Lower Driza. Эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 4-12 м, а петрофизические свойства пласта являются хорошими, с показателями пористости – 21-26% и проницаемостью – до 2000 мД. Формация Lower Driza содержит тяжелую нефть с показателем 8-10 API и вязкостью подвижной нефти – от 600 до 1600 сП в пластовых условиях. Начальные геологические запасы нефти оцениваются в 5 млрд баррелей (Jacobs, 2015). Карта расположения месторождения представлена на рисунке 10, типовой каротаж – на рисунке 11.

Месторождение первоначально разрабатывалось вертикальными скважинами, которых было пробурено примерно 2400. Они эксплуатировались в режиме истощения (Weatherhill et al., 2005) с частичным водонапорным режимом от ВНК, начальная добыча достигла только 6-10% извлечения от начальных геологических запасов. На месторождении также испытывался метод «холодной» добычи тяжелой нефти с песком. Горизонтальные скважины были введены с 2008 года: с тех пор было пробурено около 600 скважин. Однако как и на месторождении

Pelican Lake, извлечение остается ограниченным даже при использовании горизонтальных скважин, и, как следствие, необходимо применение МУН для дальнейшего увеличения нефтеизвлечения.

Обзор нескольких проектов полимерного заводнения на месторождениях тяжелых нефтей, включая месторождение Pelican Lake, привел к решению о создании пилотного проекта полимерного заводнения на этом месторождении (Hernandez et al., 2015). Испытание полимерного заводнения, включавшее в себя 3 нагнетательные и 4 добывающие скважины, было начато в 2013 году (Рис. 12). Элементы сетки состояли из чередующихся нагнетательных и добывающих скважин. После первоначального успеха полимерное заводнение было позже расширено до более чем 59 элементов в общей сложности (Hernandez, 2016). Результаты полимерного заводнения представлены на рисунках 13 и 14. Как и в ситуации с месторождением Pelican Lake, добыча возросла в основном за счет увеличения пластового давления, но без резкого роста обводненности.

Полимерное и АСП заводнение на месторождении Mooney Bluesky (BlackPearl, Канада)

Месторождение Mooney расположено в северо-западной провинции Альберта в Канаде (Рис. 1). Пластовой формацией является мелководная морская формация Bluesky (ранний мел), расположенная на глубине около 930 м.

Тонкий пласт-коллектор (толщиной до 5 м, средняя толщина – 2.5 м) состоит из слабосцементированного

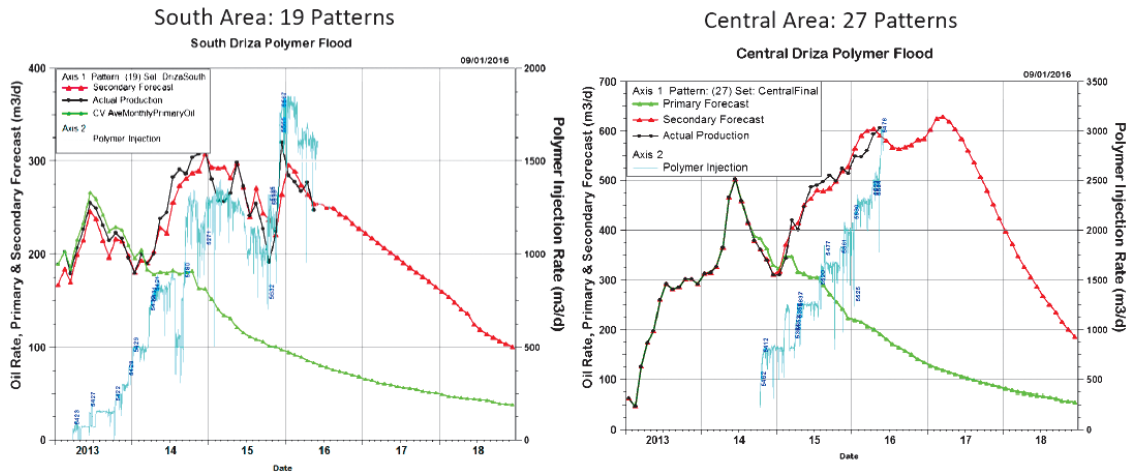


Рис. 13. Нагнетательные и эксплуатационные характеристики полимерного заводнения на месторождении Patos Marinza (Hernandez, 2016)

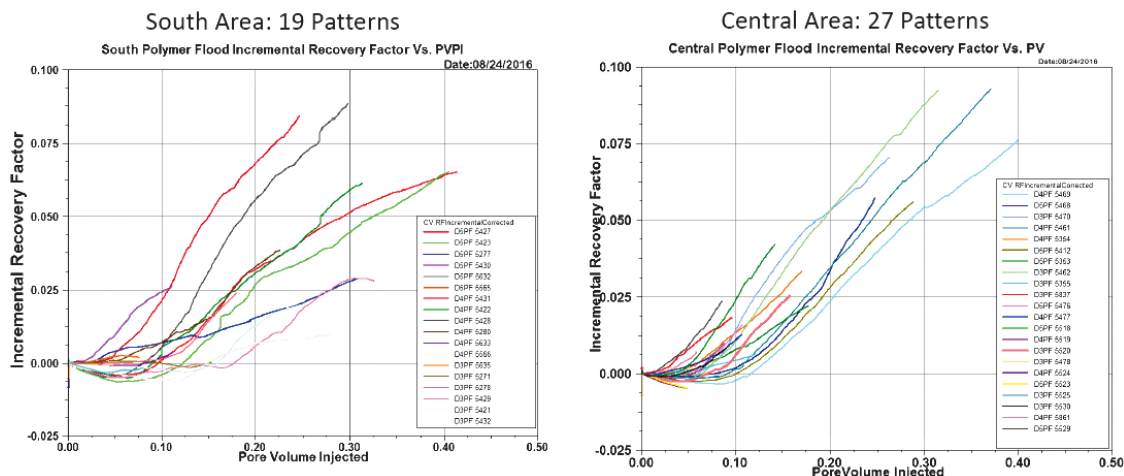


Рис. 14. Поэтапное нефтеизвлечение на основе полимерного заводнения на месторождении Patos Marinza (Hernandez, 2016)

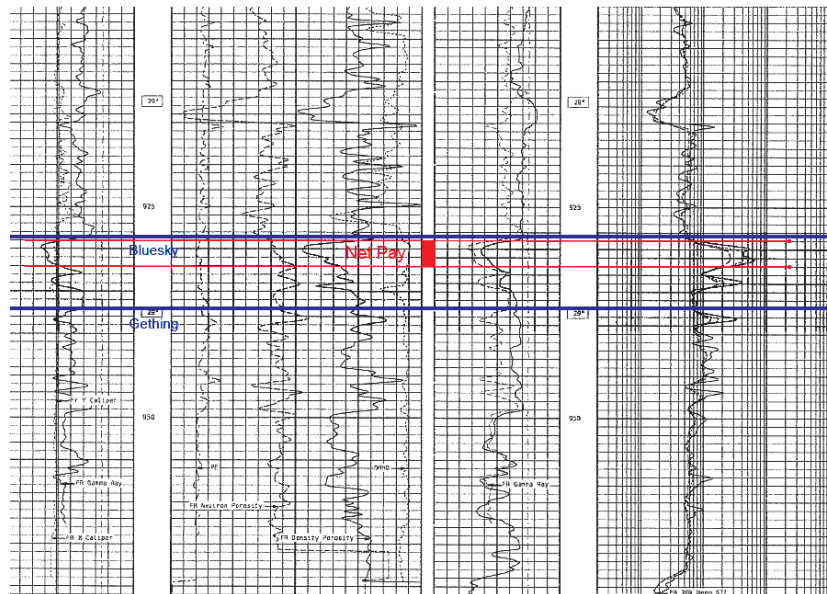


Рис. 15. Месторождение Моопеу – Каротаж скважины 103 / 16-18-072-07W5

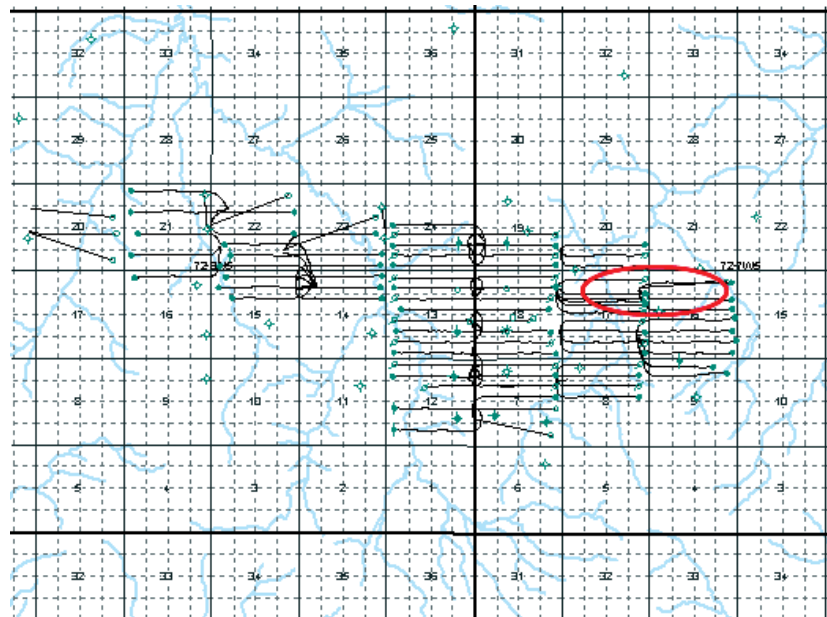


Рис. 16. Карта месторождения Моопеу с расположением испытываемого объекта (красным цветом)

песчаника прибрежной полосы с отличными характеристиками: средняя пористость – 26% (колеблется от 23 до 31 %), средняя проницаемость – 3 Д, максимальное значение – 10 Д (BlackPearl Resources..., 2009). Типовой каротаж представлен на рисунке 15. Нефть тяжелая (12-19 API), её вязкость при пластовой температуре (29°C) варьируется от 300 до 1500 сП. Основные показатели пласта и соотношения давление-объем-температура в залежи приведены в табл. 2.

Залежь была открыта в 1986 году и введена в эксплуатацию вертикальными скважинами в 1987 году, но из-за ограниченной мощности пласта и высокой вязкости, продуктивность была низкой, кроме того, вода добывалась даже тогда, когда контакт с флюидом не был виден на каротажах. Изначально залежь эксплуатировалась на режиме растворенного газа. Разработка была остановлена в 1997 году из-за низкого дебита и высокой обводненности.

Она была восстановлена в 2005 году за счет использования горизонтальных скважин (Рис. 16), но несмотря на то, что уровень дебита был выше, чем при вертикальных скважинах, в скважинах вновь добывалась вода с самого начала (за счет наличия подвижной воды в коллекторе (BlackPearl Resources..., 2009)). Недостаток пластовой энергии привел операторов к выводу, что первичное извлечение может быть очень низким (около 4% от начальных геологических запасов). Поэтому пилотное заводнение – одна нагнетательная и две добывающие скважины, все горизонтальные – было испытано в 2006 году, но прорыв воды был очень быстрым,

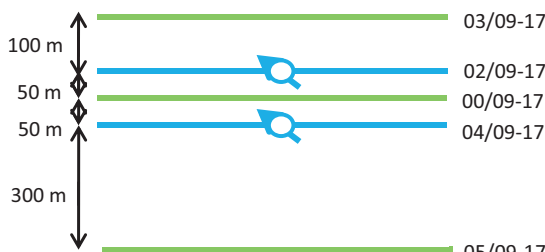


Рис. 17. Карта испытываемого объекта полимерного заводнения на месторождении Моопеу

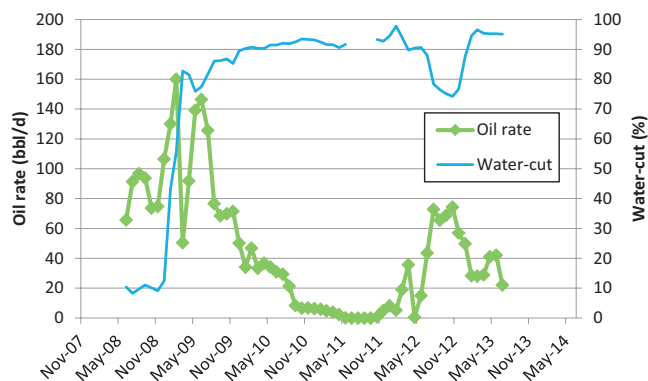


Рис. 18. Полимерное заводнение на месторождении Моонеу – Скважина 09-17-072-07W5

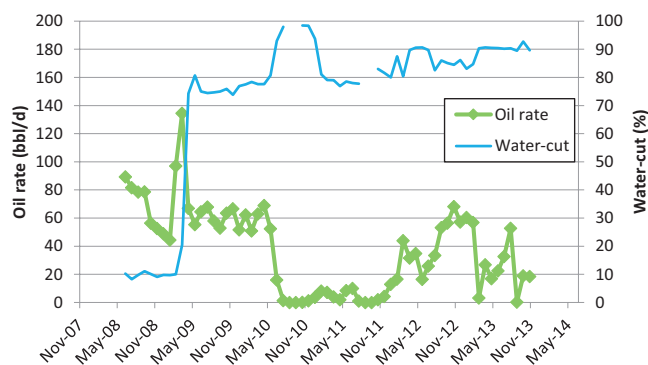


Рис. 19. Полимерное заводнение на месторождении Моонеу – Скважина 03/09-17-072-07W5

и дебит нефти резко упал (BlackPearl Resources..., 2009). Этот быстрый прорыв мог быть связан с наличием исходной подвижной воды или сильной неоднородностью, либо сочетанием обоих факторов.

Это привело операторов к решению рассмотреть полимерное заводнение как способ повышения эффективности вытеснения и снижения уровня обводненности. Пилотный участок состоял из двух нагнетательных скважин и трех добывающих, все горизонтальные (Рис. 17); испытания начались в ноябре 2008. Вязкость нефти в зоне испытания составляла приблизительно 300 сП. Одной из особенностей данного испытания являлось опробование трех различных расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами. Концентрация полимера составляла примерно 1500 частей на миллион, вязкость – 20-30 сП (Watson et al., 2014).

Полимерное заводнение оказалось способным увеличить добычу и поддерживать стабильный уровень в течение нескольких месяцев в двух скважинах, наиболее

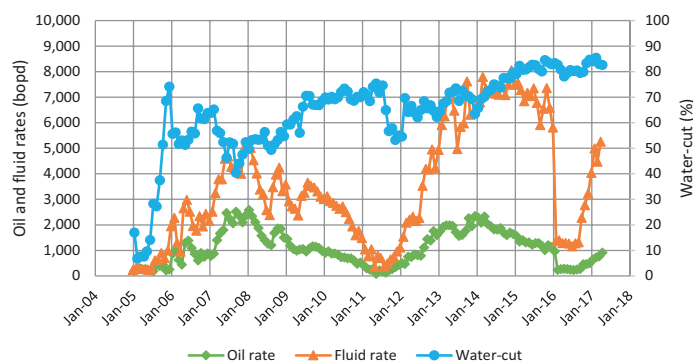


Рис. 20. Эксплуатационные данные для участка применения АСП на месторождении Моонеу

близких к нагнетательным скважинам, что являлось значительным превосходством по сравнению с закачиванием воды. Однако прорыв воды все таки случился в течение 4 месяцев в скважине с ограничением отбора и в течение 6 месяцев в другой скважине, и обводненность резко возросла (Рис. 18, 19).

Согласно операторам, конечный КИН полимерного испытания оценивался на уровне 18 % от начальных геологических запасов (Watson et al., 2014).

Для дальнейшего увеличения нефтеизвлечения операторы инициировали заводнение АСП в другой части залежи (Watson et al., 2014). Выбранный химический препарат состоял из Na_2CO_3 с концентрацией 1.5% масс., поверхностно-активного вещества с концентрацией 0.15% масс. и 2200 частей на миллион ассоциативного полимера. Из-за жесткости пластовой и закачиваемой воды требовалось умягчение воды. Это было сделано с помощью устройства обмена катионов слабой кислоты.

Введение АСП началось в сентябре 2011 года в 23 нагнетательные скважины. Производственные данные показаны на рисунке 20; реакция на начало закачивания очевидна. Эта реакция возникла вследствие заполнения коллектора, о чем свидетельствует увеличение добычи флюида. Воздействие химреагентов трудно различить, было только небольшое снижение обводненности к концу 2013 года, затем она вновь увеличилась, в то время как дебит нефти начал снижаться. В таких случаях как этот, когда АСП закачивается во вторичных условиях, трудно оценить разницу между воздействием полимеров и щелочи и ПАВ.

В 2016 году операторы приостановили испытания на месторождении Моонеу, ссылаясь на высокие эксплуатационные расходы (BlackPearl..., 2012). В конце 2016 года суммарная добыча нефти с участка составила 5.2 миллионов барр., что соответствует менее чем 9% от начальных геологических запасов; в это время было введено примерно 15% состава АСП. Очевидно, эти результаты значительно ниже того, что ожидалось от закачивания АСП, целью которого было 18% от начальных геологических запасов. В начале 2017 году компания решила возобновить проект, ссылаясь на улучшение цен на нефть (Delamaide, 2017).

Обсуждение

Использование горизонтальных скважин в сочетании с полимерами позволило увеличить нефтеизвлечение и добычу на тех месторождениях тяжелых нефтей, где из-за вязкости нефти работы по добыче нефти давно уже не велись. Как показано в таблице 1, в настоящее время существует несколько текущих крупномасштабных проектов.

В недавней статье (Delamaide, 2017) представлен анализ характеристик полимерного заводнения в залежи с тяжелой нефтью, в основном с помощью горизонтальных скважин. Три примера из этой статьи включены в данное исследование. На рисунке 21 (Delamaide, 2017) показаны характеристики ряда скважин из шести месторождений тяжелой нефти (все они горизонтальные, за исключением 3), а также представлена зависимость ожидаемого КИН и накопленного объема закачиваемой жидкости. Как видно из рисунка, диапазон относительно велик, что не удивительно, учитывая различия в фильтрационно-емкостных свойствах, но существует четкая тенденция. На рисунке 22 (Delamaide, 2017) показано

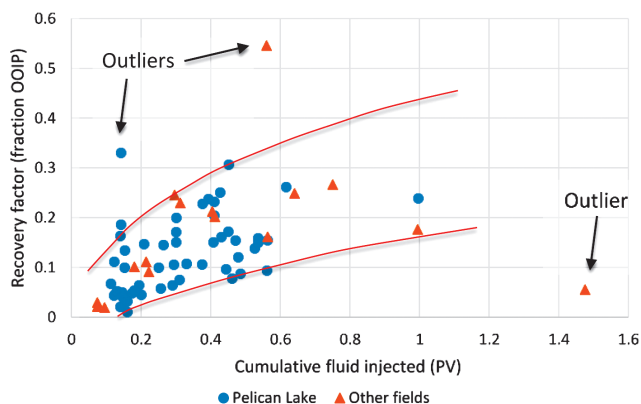


Рис. 21. Отношение КИН и суммарной закачиваемой жидкости (BlackPearl press release..., 2016). Разные точки представляют разные скважины.

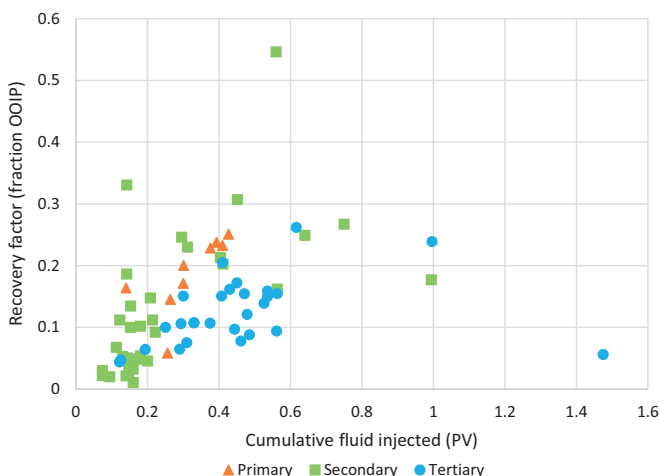


Рис. 22. Отношение КИН и суммарной закачиваемой жидкости для первичного, вторичного и третичного закачивания полимера (BlackPearl press release..., 2016). Разные точки представляют разные скважины.

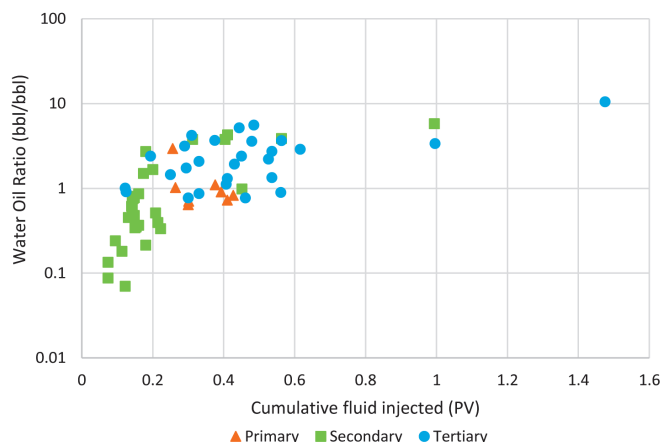


Рис. 23. Водонефтяной фактор как функция суммарной закачиваемой жидкости (BlackPearl press release..., 2016). Разные точки представляют разные скважины.

сравнение характеристик первичного, вторичного и третичного закачивания полимеров; как можно видеть из рисунка, первичное и вторичное закачивание полимеров происходит более эффективно, чем третичное. Это подтверждается графиком на рисунке 23 (Delamaide, 2017), на котором показано сравнение водонефтяного фактора для трех случаев применения.

Эти результаты подтверждают потенциал полимерного

заводнения на месторождениях тяжелой нефти с использованием горизонтальных скважин. С другой стороны, эффективность АСП в настоящее время еще не была доказана в промысловых условиях для высоковязких нефтей; учитывая объемы нефти, которые не могут быть извлечены пока даже только полимерами, АСП представляет собой очень важную, хотя и сложную цель.

Выводы

Обзор трех проектов с химическими МУН на месторождениях тяжелой нефти с использованием горизонтальных скважин – два проекта с полимерным заводнением и одно с АСП заводнением – привел к следующим выводам.

* Полимерное заводнение является жизнеспособным решением для увеличения добычи и извлечения тяжелой нефти. Процесс был испытан для вязкости нефти в диапазоне от 7000 до 10000 сП и доказан в промышленных масштабах для вязкости до 5000 сП.

* Ситуация на месторождении Моонеу показала, что процесс все еще чувствителен к таким факторам, как неоднородность и наличие подвижной воды, что может привести к раннему прорыву.

* Процесс АСП заводнения пока не был испытан при высоких вязкостях, и его эффективность еще предстоит подтвердить в промысловых условиях.

Литература

Beliveau, D. Waterflooding Viscous Oil Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009. October. 12(05). Pp. 689-701.

BlackPearl press release. May 4, 2016. <http://blackpearl.mwnewsroom.com/press-releases/blackpearl-announces-first-quarter-2016-financial-and-operating-results-tsx-pxx-201605041053399001>

BlackPearl. Corporate presentation. June 2012. http://www.blackpearlresources.ca/i/pdf/2012_June_Presentation.pdf

BlackPearl press release. Feb. 23, 2017. <http://blackpearl.mwnewsroom.com/press-releases/blackpearl-announces-fourth-quarter-and-full-year-2016-financial-and-operating-r-tsx-pxx-201702231086809001>

BlackPearl Resources. Alkali Surfactant Polymer Flood Enhanced Recovery for the Mooney Bluesky “A” Pool. 2009

Enovus Energy. Performance Review of In Situ Oil Sands Scheme Approval 9404T. In Situ Progress Presentation. Calgary. March 12, 2013. Retrieved July 08, 2014. From Alberta Energy Regulator: <http://www.aer.ca/data-and-publications/activity-and-data/in-situ-performance-presentations>

Delamaide, E. Investigation on the Impact of Voidage Replacement Ratio and Other Parameters on the Performances of Polymer Flood in Heavy Oil Based on Field Data. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Buenos Aires, Argentina. Paper SPE 185574. 2017.

Delamaide, E. Comparison of Steam and Polymer Injection for the Recovery of Heavy Oil. *SPE Western Regional Meeting*. Bakersfield, California, USA. Paper SPE 185728. 2017.

Delamaide, E. Polymer Flooding of Heavy Oil – From Screening to Full-Field Extension. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America*. Medellin, Colombia. Paper SPE 171105. 2014.

Delamaide, E., Zaitoun, A., Renard, G., & Tabary, R. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding In a Heavy-Oil Reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2014. 17(3). Pp. 340-354.

Delamaide, E., Tabary, R., Renard, G., & Dwyer, P. Field Scale Polymer Flooding of Heavy Oil: the Pelican Lake Story. *21st World Petroleum Congress*. Moscow, Russia. 2014.

Delamaide, E. Comparison of Primary, Secondary and Tertiary Polymer Flood in Heavy Oil – Field Results. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*. Port of Spain, Trinidad and Tobago. Paper SPE 180852. 2016.

Hernandez, N., Estrada, C., Davis, G., Deren, S., & Hallman, T. Polymer Flooding in a Brown Field Re-Developed Heavy Oilfield. *Pan American Mature Field Congress*. Veracruz, Mexico. Paper PAMFC15-108. 2015.

Hernandez, N. Polymer Flooding in a Multi-Layered and Extra-Heavy Oilfield. *World Heavy Oil Congress*. Calgary, Alberta, Canada. Paper WHO16-903. 2016.

Jacobs, T. Reviving Europe's Largest Onshore Field. *Journal of Petroleum Technology*. 2015. 67(03). Pp. 70-74. doi:10.2118/0315-0070-JPT

Watson, A., Trahan, G., & Sorensen, W. An Interim Case Study of an Alkaline-Surfactant-Polymer Flood in the Mooney Field, Alberta, Canada. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA. Paper SPE 169154. 2014.

Weatherhill, B., Seto, A., Gupta, S., & Cobo, L. Cold Heavy Oil Production at Patos-Marinza, Albania. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Calgary, Alberta, Canada. Paper SPE 97992. 2005.

Сведения об авторе

Эрик Деламайд – Генеральный директор
IFP Technologies (Canada) Inc.
Suite 810, 744 – 4th Avenue S.W., Calgary, AB T2P 3T4

Статья поступила в редакцию 04.07.2017;

Принята к публикации 27.07.2017;

Опубликована 30.08.2017

IN ENGLISH

Using Horizontal Wells for Chemical EOR: Field Cases

E. Delamaide

IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

Abstract. Primary production of heavy oil in general only achieves a recovery of less than 10% OOIP. Waterflooding has been applied for a number of years in heavy oil pools and can yield much higher recovery but the efficiency of the process diminishes when viscosity is above a few hundreds cp with high water-cuts and the need to recycle significant volumes of water; in addition, significant quantities of oil are still left behind. To increase recovery beyond that, Enhanced Oil Recovery methods are needed. Thermal methods such as steam injection or Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) are not always applicable, in particular when the pay is thin and in that case chemical EOR can be an alternative.

The two main chemical EOR processes are polymer and Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) flooding. The earlier records of field application of polymer injection in heavy oil fields date from the 1970's however; the process had seen very few applications until recently. ASP in heavy oil has seen even fewer applications. A major specificity of chemical EOR in heavy oil is that the highly viscous oil bank is difficult to displace and that injectivity with vertical wells can be limited, particularly in thin reservoirs which are the prime target for chemical EOR. This situation has changed with the development of horizontal drilling and as a result, several chemical floods in heavy oil have been implemented in the past 10 years, using horizontal wells. The goal of this paper is to present some of the best documented field cases.

The most successful and largest of these is the Pelican Lake polymer flood in Canada, operated by CNRL and Cenovus which is currently producing over 60,000 bbl/d. The Patos Marinza polymer flood by Bankers Petroleum in Albania and the Mooney project (polymer, ASP) by BlackPearl (again in Canada) are also worthy of discussion.

Keywords: Heavy oil, Enhanced Oil Recovery, EOR, chemical EOR, polymer, Alkali-Surfactant-Polymer (ASP), field cases, horizontal wells

For citation: Delamaide E. Using Horizontal Wells for Chemical EOR: Field Cases. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 166-175. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.3>

References

Beliveau, D. Waterflooding Viscous Oil Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009. October. 12(05). Pp. 689-701.

BlackPearl press release. May 4, 2016. <http://blackpearl.mwnewsroom.com/press-releases/blackpearl-announces-first-quarter-2016-financial-and-operating-results-tsx-pxx-201605041053399001>

BlackPearl. Corporate presentation. June 2012. http://www.blackpearlresources.ca/i/pdf/2012_June_Presentation.pdf

BlackPearl press release. Feb. 23, 2017. <http://blackpearl.mwnewsroom.com/press-releases/blackpearl-announces-fourth-quarter-and-full-year-2016-financial-and-operating-r-tsx-pxx-201702231086809001>

BlackPearl Resources. Alkali Surfactant Polymer Flood Enhanced Recovery for the Mooney Bluesky "A" Pool. 2009

Cenovus Energy. Performance Review of In Situ Oil Sands Scheme Approval 9404T. In Situ Progress Presentation. Calgary. March 12, 2013. Retrieved July 08, 2014. From Alberta Energy Regulator: <http://www.aer.ca/data-and-publications/activity-and-data/in-situ-performance-presentations>

Delamaide, E. Investigation on the Impact of Voidage Replacement Ratio and Other Parameters on the Performances of Polymer Flood in Heavy Oil Based on Field Data. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Buenos Aires, Argentina. Paper SPE 185574. 2017.

Delamaide, E. Comparison of Steam and Polymer Injection for the Recovery of Heavy Oil. *SPE Western Regional Meeting*. Bakersfield, California, USA. Paper SPE 185728. 2017.

Delamaide, E. Polymer Flooding of Heavy Oil – From Screening to Full-Field Extension. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America*. Medellin, Colombia. Paper SPE 171105. 2014.

Delamaide, E., Zaitoun, A., Renard, G., & Tabary, R. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding In a Heavy-Oil Reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2014. 17(3). Pp. 340-354.

Delamaide, E., Tabary, R., Renard, G., & Dwyer, P. Field Scale Polymer Flooding of Heavy Oil: the Pelican Lake Story. *21st World Petroleum Congress*. Moscow, Russia. 2014.

Delamaide, E. Comparison of Primary, Secondary and Tertiary Polymer Flood in Heavy Oil – Field Results. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*. Port of Spain, Trinidad and Tobago. Paper SPE 180852. 2016.

Hernandez, N., Estrada, C., Davis, G., Deren, S., & Hallman, T. Polymer Flooding in a Brown Field Re-Developed Heavy Oilfield. *Pan American Mature Field Congress*. Veracruz, Mexico. Paper PAMFC15-108. 2015.

Hernandez, N. Polymer Flooding in a Multi-Layered and Extra-Heavy Oilfield. *World Heavy Oil Congress*. Calgary, Alberta, Canada. Paper WHO16-903. 2016.

Jacobs, T. Reviving Europe's Largest Onshore Field. *Journal of Petroleum Technology*. 2015. 67(03). Pp. 70-74. doi:10.2118/0315-0070-JPT

Weatherhill, B., Seto, A., Gupta, S., & Cobo, L. Cold Heavy Oil Production at Patos-Marinza, Albania. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Calgary, Alberta, Canada. Paper SPE 97992. 2005.

Watson, A., Trahan, G., & Sorensen, W. An Interim Case Study of an Alkaline-Surfactant-Polymer Flood in the Mooney Field, Alberta, Canada. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA. Paper SPE 169154. 2014.

About the Author

Eric Delamaide – General Manager, IFP Technologies (Canada) Inc.; Manager EOR Americas for the EOR Alliance
Suite 810, 744 – 4th Avenue S.W., Calgary, AB T2P 3T4
E-mail: eric.delamaide@ifp-canada.com

Manuscript received 4 July 2017; Accepted 27 July 2017;

Published 30 August 2017