

УДК 622.276.63;519.87-026.732(470.13)

**ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ**

STUDY OF HIGH OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY SOLVENTS

Ружин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М.

**ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический
университет», г. Ухта, Российская Федерация**

L.M. Ruzin, O.A. Morozyk, S.M. Durkin

**FSBEI NPE “Ukhta State Technical University”,
Ukhta, the Russian Federation**

e-mail: lrugin@yandex.ru

Аннотация. Одним из приоритетных направлений пополнения топливно-энергетической базы страны является вовлечение в добычу залежей высоковязких нефтей и битумов. Рациональное использование этих ресурсов требует подробного изучения способов их разработки, в частности, термического метода добычи. Из всего арсенала известных термических методов наибольшее распространение получили технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей. Однако кроме тепловых методов разработки необходимо рассматривать альтернативные комбинированные технологии.

В статье приведены результаты экспериментальных и промысловых исследований эффективности применения растворителей для увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, которая характеризуется трещиновато-порово-кавернозным строением коллектора, содержащего нефть вязкостью 700 мПа·с.

В статье используется метод вытеснения нефти растворителями для условий Усинского месторождения. С помощью лабораторных

исследований определяют оптимальный размер оторочки растворителя. Для проведения исследований использовалась насыпная модель пласта. Проведенные исследования показали, что метод вытеснения высоковязкой нефти следует рассматривать как один из перспективных методов увеличения нефтеотдачи. В результате анализа полученных данных можно сделать вывод о том, что существует некоторая оптимальная концентрация растворителя в смеси, дальнейшее увеличение которой приводит к преждевременному прорыву смеси на выходе из модели. При этом, как показали исследования, нет необходимости в создании оторочки растворителя больших размеров.

Сопоставление значений нефтеотдачи северной части ПТВ-1, где до закачки теплоносителя закачивалась лёгкая нефть, с южной частью участка, где закачивалась одна горячая вода, показывает, что в северной части была получена почти в 2,5 раза большая нефтеотдача.

Abstract. One of the priorities of replenishment of fuel - energy base of the country is involved in mining deposits of heavy oil and bitumen. Rational use of these resources requires a detailed study of the ways of their development, in particular, the thermal recovery method. Of the entire arsenal of known thermal methods most widely used technology based on injection into the reservoir coolants. However, in addition to thermal development methods need to consider alternative technologies combined.

The paper presents the results of experimental and field studies of the effectiveness of the use of solvents for enhanced oil deposits of Permo-carbon Usinsk field, which is characterized by fractured porous-cavernous structure of the reservoir containing oil viscosity of 700 mPa × sec.

In this paper the method of oil displacement solvents for Usinsk field conditions. Using laboratory tests determine the optimal size of the rim of the solvent. For research used the bulk reservoir model. Studies have shown that the method of displacing high-viscosity oil should be considered as one of the promising methods of enhanced oil recovery. An analysis of the data obtained it

can be concluded that there is a certain optimum solvent concentration in the mixture, which results in a further increase in premature breakthrough at the outlet of the model. At the same time, studies have shown that there is no need for a large slug of solvent.

A comparison of the northern oil PTV-1, where to download the coolant pumped light oil from the southern part of the site where the hot water is pumped into one, shows that in the northern part has been received almost 2,5 times greater oil recovery.

Ключевые слова: нефтеотдача, пермо-карбоновая залежь, Усинское месторождение, оторочка растворителя, нефть, модель пласта, дебит.

Key words: oil recovery, Permo-carbon deposit, Usinsk field, rim solvent, oil, reservoir model, production rate.

В данной работе приведены результаты экспериментальных и промысловых исследований эффективности применения растворителей для увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, которая характеризуется трещиновато-порово-кавернозным строением коллектора, содержащего нефть вязкостью 700 мПа·с.

При реализации традиционного метода вытеснения нефти растворителями в пласт закачивается оторочка растворителя определенных размеров, которая смешивается с нефтью. Затем эта оторочка перемещается по пласту каким-либо рабочим агентом: водой, газом или их смесью. По мере перемещения по пласту оторочка “чистого” растворителя будет сокращаться в размерах за счет смешения с нефтью на передней границе и вследствие неполного вытеснения ее проталкивающим агентом. Поэтому существует некоторый оптимальный размер оторочки,

позволяющий с наименьшими затратами растворителя получить наибольшую нефтеотдачу.

Цель лабораторных исследований - определить оптимальный размер оторочки растворителя для условий Усинского месторождения. При этом учитывалось, что особенностью пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения является наличие под ней девонской залежи легкой нефти, большая часть которой в плане совпадает с пермо-карбоновой залежью. Поэтому одним из вариантов разработки пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти может быть перепуск в эту залежь девонской нефти через специальные перепускные скважины. Расчеты показывают, что в этом случае температура легкой нефти на уровне пермо-карбоновой залежи составит около 40 °С. Учитывая это, исследования проводились при двух значениях температур – 25 °С (начальная пластовая температура в пермо-карбоновой залежи) и 40 °С.

Для проведения исследований использовалась насыпная модель пласта длиной 450 мм. Методика работ состояла в следующем: вначале модель заполняли пластовой водой, которая потом вытеснялась дегазированной тяжелой нефтью Усинского месторождения до появления на выходе безводной нефти. Затем модель термостатировалась при заданной температуре. После этого в модель закачивали определенное количество растворителя (в качестве растворителя использовали девонскую легкую нефть Усинского месторождения). В последующем переходили к закачке воды, которую вели до практически полного обводнения добываемой продукции. Скорость вытеснения нефти в период закачки растворителя и воды была постоянной. Результаты исследований приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты опытов по вытеснению высоковязкой нефти оторочками легкой нефти, перемещаемыми водой

Номер серии	Номер опыта	Пористость модели, %	Проницаемость, $K \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Содержание связанной воды в модели, %	Температура опыта, °С	Размер оторочки легкой нефти, в поровых объемах	Нефтеотдача, %
I	1	38,0	920	21,0	25	0,1	40,6
	2	32,0	1000	18,0	25	0,2	57,4
	3	35,0	1300	18,4	25	0,3	41,2
	4	35,0	1300	20,0	25	0,5	25,4
	5	31,6	940	24,7	25	1,0	36,2
	6*	33,8	1190	24,6	25	0	33,3
II	1	34,0	970	17,0	40	0,1	37,7
	2	34,0	1230	26,0	40	0,3	49,4
	3	33,0	970	28,1	40	0,5	77,0
	4	32,3	960	27,0	40	1,0	22,5
	5*	31,5	880	23,8	40	0	31,4

*) Вытеснение нефти водой (без оторочки)

Нефтеотдача определялась по следующей формуле:

$$\eta = \frac{q_{\text{доб}} - q_{\text{зак}}}{q_{\text{нач}}},$$

где $q_{\text{доб}}$ - общее количество добытой в опыте нефти;

$q_{\text{зак}}$ - количество закачанной в модель легкой нефти;

$q_{\text{нач}}$ - начальное содержание нефти в пласте.

На рисунке 1 приведены зависимости коэффициента нефтеотдачи от размера оторочки растворителя для температуры 25 и 40 °С. Из рисунка видно, что при начальной температуре пласта (кривая I) оптимальный размер оторочки равен 0,2 порового объема пласта. При оптимальном размере оторочки нефтеотдача достигает 57,4%, что в 1,7 раза больше, чем при гидродинамическом вытеснении нефти одной водой той же температуры. При температуре 40 °С максимального значения (77%) нефтеотдача достигает при размере оторочки легкой нефти 0,5 порового объема пласта.

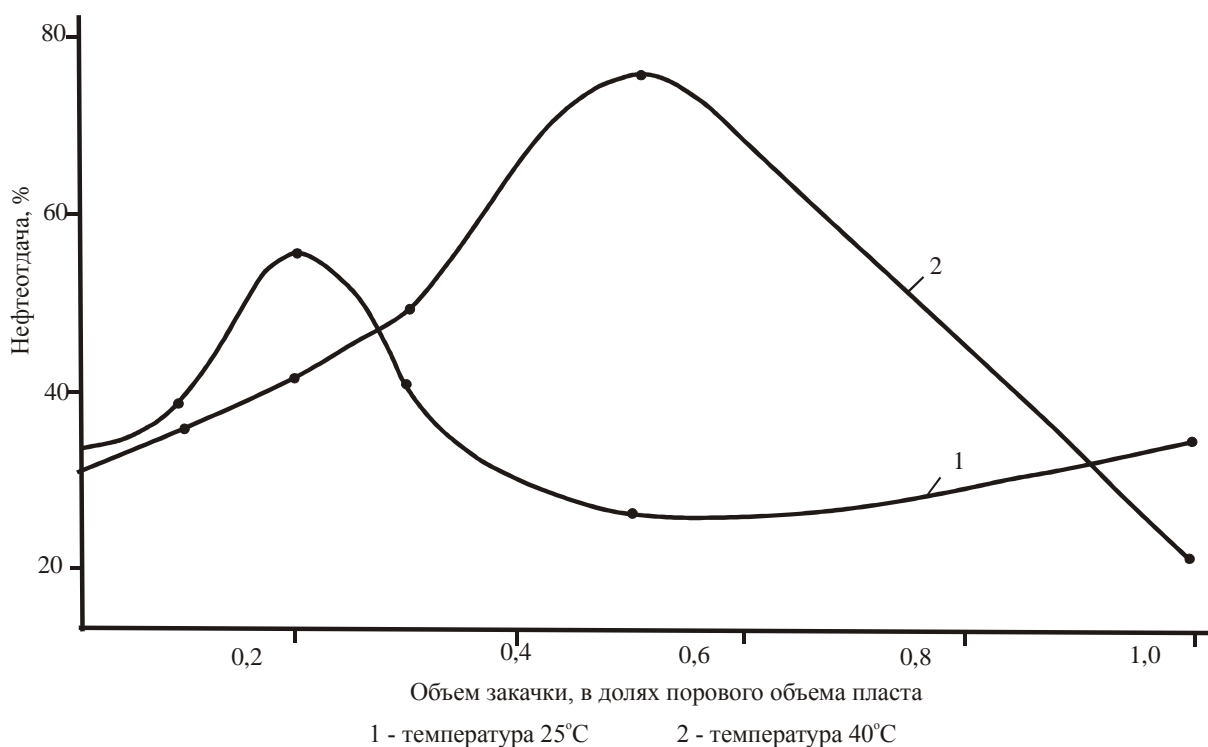


Рисунок 1. Зависимость нефтеотдачи от размера оторочки растворителя

Таким образом, существует оптимальный размер оторочки растворителя, превышение которого приводит к преждевременному прорыву растворителя на выходе из модели. В результате этого в пласте создаются каналы с пониженным фильтрационным сопротивлением, по которым в дальнейшем фильтруется вытесняющий агент. Это приводит к снижению охвата и нефтеотдачи пласта. Увеличение оптимального размера оторочки при увеличении температуры обусловлено тем, что с повышением температуры пласта уменьшается соотношение вязкостей нефти и растворителя. В результате повышается охват пласта.

Таким образом, проведенные исследования показали, что метод вытеснения высоковязкой нефти пермо-карбоновой залежи оторочками перепускаемой девонской нефти этого же месторождения, перемещаемыми водой, следует рассматривать как один из перспективных методов увеличения нефтеотдачи.

Качественно близкие результаты исследований по вытеснению нефти растворителями получены в работе.

Следует отметить, что одним из факторов, осложняющим применение растворителей в условиях неоднородных пластов, содержащих высоковязкую нефть, является языкообразование, которое приведет к низкому охвату пласта вытеснением. Однако при тщательном контроле за продвижением легкой нефти, своевременном регулировании фронта вытеснения и циклического режима нагнетания можно добиться значительного увеличения охвата пласта процессом.

В условиях, когда фильтрация растворителя, закачиваемого в пласт, происходит, в основном, по высокопроницаемым зонам, представляет интерес оценка скорости диффузии растворителя в пористые блоки и эффективности вытеснения высоковязкой нефти в трещины. С этой целью были проведены опыты, в которых использовались нефтенасыщенные образцы пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения диаметром 60-70 мм, отобранные при бурении скважин. Исследуемые образцы помещались в керосин и выдерживались при разных температурах 7 суток, в течение которых регулярно замерялось количество выделившейся нефти и содержание в этой нефти тяжелых компонентов - смол и асфальтенов. Было проведено 3 опыта с близкими по свойствам образцами при 25, 50 и 100 °С. Во всех опытах получены близкие значения нефтеотдачи - в среднем 50%. На рисунке 2, где приведена динамика накопленной добычи смол и асфальтенов видно, что процесс диффузии, в основном, заканчивается через 2 суток.

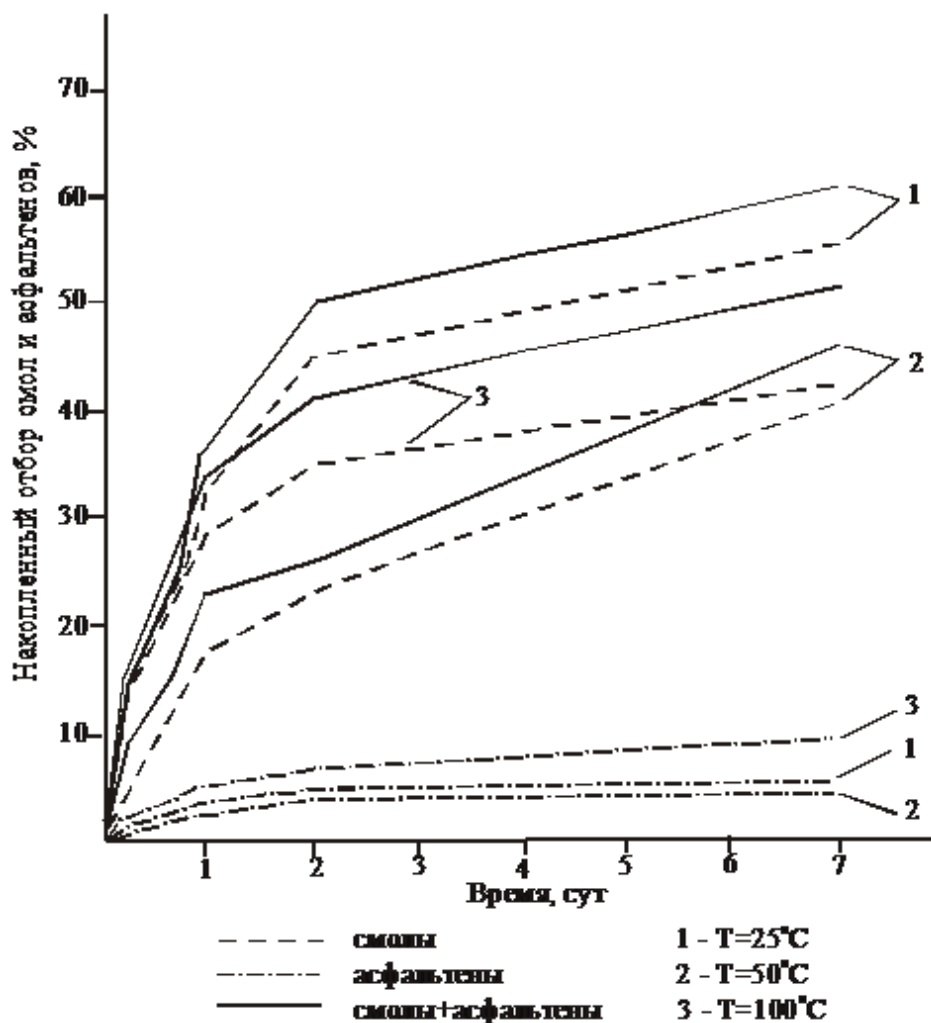


Рисунок 2. Динамика добычи смол и асфальтенов за счет диффузии

Проведенные исследования показывают, что при фильтрации растворителя по трещинам, в результате диффузионного обмена, высоковязкая нефть в блоках может быть частично замещена на менее вязкую углеводородную жидкость, извлечь которую значительно проще.

Для оценки эффективности обработки призабойных зон пласта растворителями были проведены экспериментальные исследования на насыпной модели пласта, которая набивалась карбонатной породой и затем заполнялась пластовой нефтью Усинского месторождения из пробоотборника при противодавлении на выходе из модели - 10 МПа.

Затем в модель пласта закачивались различные объемы конденсата. После этого по истечении некоторого времени (выдержки) с целью диффузионного обмена осуществляли отбор нефти на режиме истощения с

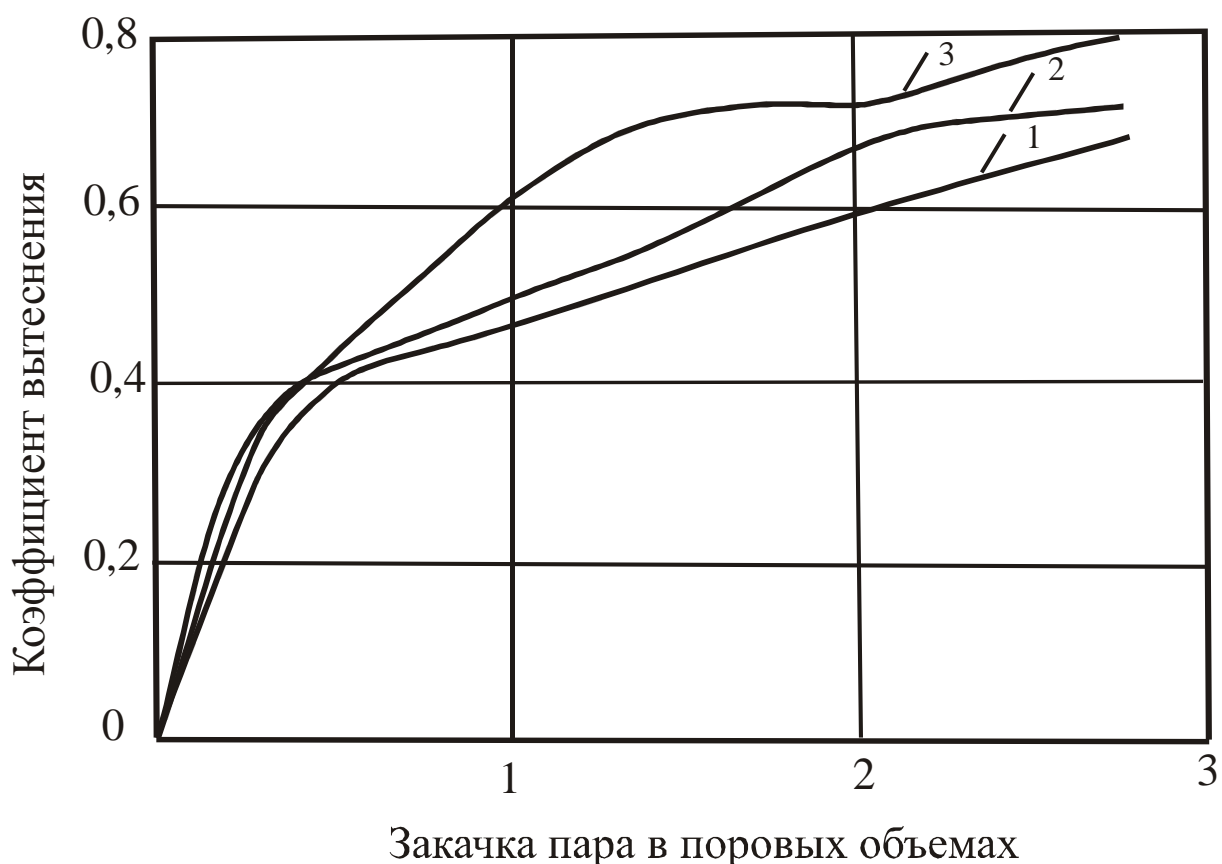
той стороны модели, куда закачивался конденсат. Исследования проводили при температуре 25 °С, соответствующей начальной температуре пласта. Сопоставление кривых истощения пласта без обработки конденсатом (базовый опыт) и после обработки различными объемами конденсата показывает, что почти во всем интервале снижения пластового давления нефтеотдача пласта после обработки конденсатом на 3-6% меньше, чем в базовом опыте. Это объясняется тем, что при закачке конденсата в залежь высоковязкой нефти улучшаются условия дегазации высоковязкой нефти. При этом возрастает фазовая проницаемость для газа, и его энергия используется менее эффективно. В то же время, сопоставляя темпы истощения пласта в различных опытах, можно сделать вывод, что при обработке конденсатом в 1,5-2 раза возрастают темпы отбора нефти за счет снижения фильтрационных сопротивлений пласта. Если же учесть значительное снижение гидравлических сопротивлений в добывающих скважинах и выкидных линиях, то эффект может быть еще больше.

Пробная закачка конденсата, вырабатываемого из попутного газа на Усинском ГПЗ, была проведена в скважины 1326 и 1327 участка залежи, разрабатываемого на естественном режиме. Следует отметить очень быструю реакцию окружающих скважин. Отдельные из них, расположенные на расстоянии до 250 м от нагнетательной, начали реагировать через один-два дня после начала закачки. Несмотря на небольшой объем закачки (3700 т), конденсат распространился через 5 суток на расстояние почти 2 км в северо-восточном направлении. В результате закачки конденсата добыча нефти на ДНС, к которой были подключены реагирующие скважины, возросла с 795 до 899 в феврале и 824 м³/сут в марте. Дебит отдельных реагирующих скважин замерить не удалось из-за интенсивного дегазирования нефти при смешении с конденсатом.

Известно, что при вытеснении высоковязкой нефти паром механизм смешивающегося вытеснения проявляется крайне слабо. Для повышения

роли этого механизма перед нагнетанием или в процессе нагнетания пара в пласт вводят некоторое количество растворителя.

На рисунке 3 показано изменение коэффициента вытеснения в зависимости от объема отбора жидкости из пласта в долях порового объема для опытов с одинаковым размером зоны смеси, но с различной концентрацией растворителя в смеси. Для сопоставления приведена аналогичная зависимость для вытеснения «чистой» (без растворителя) нефти паром.



- 1 - базовый опыт, концентрация растворителя 0 %
- 2 - концентрация растворителя в зоне смеси 45 %
- 3 - концентрация растворителя в зоне смеси 15 %

Рисунок 3. Сопоставление коэффициентов вытеснения

В результате анализа полученных данных можно сделать вывод о том, что существует некоторая оптимальная концентрация растворителя в смеси, дальнейшее увеличение которой при одинаковом размере зоны смеси приводит к преждевременному прорыву смеси на выходе из модели

(кривая 2, рисунок 3). Излишек растворителя не успевает перемешиваться с исходной нефтью и создает в пласте каналы, по которым в дальнейшем фильтруется конденсат пара. Об этом свидетельствует снижение темпа роста коэффициента вытеснения (кривая 2, рисунок 3) в опыте № 3, где величина концентрации растворителя в смеси, видимо, была близка к оптимальной.

В результате обработки полученных экспериментальных зависимостей установлено, что наибольший прирост коэффициента вытеснения наблюдается при увеличении размера зоны смеси до 0,12-0,15 от длины модели пласта при оптимальной концентрации растворителя в смеси около 30%. В этом же интервале резко снижается соотношение вязкостей нефти и смеси нефти с растворителем, что является определяющим фактором для предупреждения преждевременного прорыва растворителя и повышения эффективности процесса.

При этом, как показали исследования, нет необходимости в создании оторочки растворителя больших размеров. Исследования показали, что, например, для достижения коэффициента вытеснения 0,7 в случае применения оторочки растворителя в размере 0,05 от порового объема пласта объем оторочки пара составляет 0,45 от длины модели пласта, а без оторочки растворителя - 0,8, т.е. почти вдвое больше.

С учетом экономических критериев рекомендуемый размер оторочки растворителя, предшествующий закачке в пласт пара - 0,05-0,1 от порового объема пласта.

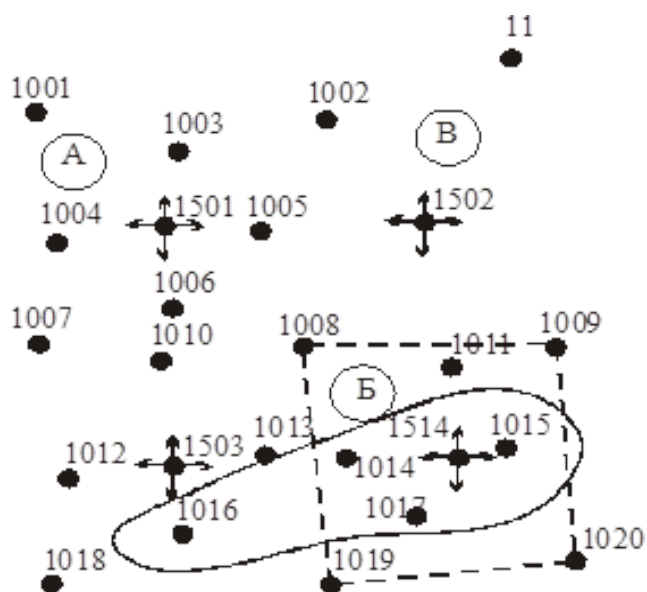
В 1980 г. был проведен опыт по созданию оторочки растворителя в нагнетательной скважине 1514, расположенной в северной части участка ПТВ-1 Усинского месторождения (рисунок 4). В качестве растворителя использовалась легкая девонская нефть того же месторождения, имеющая плотность 0,843 г/см³, вязкость 15 мПа·с и газосодержание 10 м³/т. В период закачки легкой нефти оценивались приемистость нагнетательной скважины, реакция добывающих скважин и характер распространения

фильтрационных потоков. При давлении на устье 7-8 МПа приемистость нагнетательной скважины в процессе закачки уменьшилась с 700 до 300 м³/сут. Это связано с увеличением давления в призабойной зоне пласта (закачка не компенсируется отбором), выпадением парафина в насосно-компрессорных трубах и призабойной зоне.

Спустя 3,5 месяца после начала закачки была зафиксирована реакция двух фонтанных скважин: 1015, расположенной в 75 м от нагнетательной, и 1016, удаленной от нагнетательной на 380 м и, находящейся за пределами опытного элемента. Скорость продвижения закачиваемого агента в направлении скважины 1016 свыше 100 м в месяц, что свидетельствует о фильтрации по высокопроницаемым зонам, вероятно по трещинам.

Интересно, что увеличение дебитов реагирующих скважин 1015 и 1016 произошло почти одновременно с появлением в их продукции легкой нефти. Это свидетельствует об отсутствии эффекта поршневого вытеснения из-за неустойчивости фронта и прорывов легкой нефти, обусловленных неоднородностью карбонатного коллектора и большим соотношением вязкостей вытесняемого и вытесняющего агентов.

В ноябре-декабре 1980 г. дебиты нефти по скважине 1015 в отдельные дни достигали 300-350 т/сут, а по скважине 1016 – 200 т/сут при содержании легкой нефти в добываемой продукции 15-20%. Среднесуточные дебиты в декабре 1980 г. увеличились до 163 т/сут (скв.1015) и 80 т/сут (скв.1016). До начала реакции дебиты составляли: по скв.1015 – 10-11 т/сут, по скв.1016 – 5 т/сут. Таким образом, при увеличении в добываемой продукции легкой нефти до 15-20% дебиты скважин возрастают в среднем в 15-16 раз.



А, Б, В - элементы

Рисунок 4. Ориентировочное положение фронта продвижения легкой нефти

Анализ динамики закачки легкой нефти показал, что с ростом уровня закачки свыше 200 т/сут ее объем превышает прирост добычи нефти по реагирующим скважинам. При снижении уровня закачки до 200 т/сут наблюдалась обратная картина: прирост добычи нефти по реагирующим скважинам превышал объем закачки легкой нефти. Опыт показал, что для уменьшения утечек легкой нефти за пределы разрабатываемой площади закачку следует вести оптимальным темпом – 150-200 т/сут.

С целью выравнивания фронта продвижения легкой нефти в январе 1981 г. был прекращен отбор жидкости из реагирующих скважин. Кроме того, с февраля 1981 г. перешли к циклической закачке легкой нефти в скважину 1504, которую вели до конца 1981 г. После закачки 100 тыс.т легкой нефти был осуществлен переход к закачке в пласт горячей воды с температурой 250-300 °С.

С 1982 по 1997гг. на участке ПТВ-1 во все нагнетательные скважины, включая скважину 1514, осуществлялась закачка в пласт горячей воды с температурой 200-250 °С.

Сопоставление значений нефтеотдачи северной части ПТВ-1, где до закачки теплоносителя закачивалась лёгкая нефть, с южной частью участка, где закачивалась одна горячая вода, показывает, что в северной части была получена почти в 2,5 раза большая нефтеотдача.

На основании проведенных исследований сделаны следующие **выводы:**

1. Закачка в пермо-карбонную залежь Усинского месторождения оторочек растворителя, перемещаемых водой различной температуры, позволяет значительно повысить нефтеотдачу пласта по сравнению с холодным заводнением.

2. Обработка скважин растворителями не приводит к росту нефтеотдачи, но позволяет повысить темп отбора нефти из залежи при естественном режиме разработки.

3. Закачка оторочки растворителя перед закачкой в пласт теплоносителей способствует значительному увеличению нефтеотдачи и темпов отбора нефти.

4. Закачка растворителя в пласт может использоваться как метод регулирования процесса теплового воздействия, который рекомендуется применять для обработки нереагирующих добывающих скважин и нагнетательных скважин с низкой приемистостью с целью снижения фильтрационных сопротивлений призабойных зон.

Список используемых источников

1 Забродин П.И., Раковский Н. Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. М.: Недра, 1968. 223 с.

2 Рузин Л.М., Сергеева Р.В., Выборов В.А Исследования эффективности воздействия растворителей на пласт пермо-карбонной залежи Усинского месторождения // Тр./ Печорнипинефть. Ухта, 1984. С. 49-52.

3 Тарасов А.Г., Кочешков А. А., Лисицин В. Н. Влияние добавки растворителя на вытеснение высоковязкой нефти паром // Нефтепромысловое дело. 1976. № 8. С. 8-10.

4 Рузин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М. Механизм нефтеотдачи неоднородных пластов, содержащих высоковязкую нефть // Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 54–57.

References

1 Zabrodin P.I., Rakovskiy N. L., Rozenberg M.D. Vyitesnenie nefiti iz plasta rastvoritelyami. M.: Nedra, 1968. 223 s. [in Russian].

2 Ruzin L.M., Sergeeva R.V., Vyiborov V.A Issledovaniya effektivnosti vozdeystviya rastvoriteley na plast permo-karbonovoy zalezhi Usinskogo mestorozhdeniya // Tr./ Pechornipinefti. Uhta, 1984. S. 49-52. [in Russian].

3 Tarasov A.G., Kocheshkov A. A., Lisitsin V. N. Vliyanie dobavki rastvoritelya na vyitesnenie vyisokovyazkoy nefiti parom // Neftepromyislovoe delo. 1976. № 8. S. 8-10. [in Russian].

4 Ruzin L.M., Morozyuk O.A., Durkin S.M. Mehanizm nefteotdachi neodnorodnyih plastov, sodержaschih vyisokovyazkuyu нефть // Neftyanoє hozyaystvo. № 8. 2013. S. 54–57. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Рузин Л.М., д-р техн. наук, профессор кафедры РЭНГМ и ПГ, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

L.M. Ruzin, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair RENGМ і PG, FSBEI HPE USTU, Ukhta, the Russian Federation

e-mail: lrugin@yandex.ru

Морозюк О.А., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ и ПГ, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

O.A. Morozyk, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair RENGM i PG, FSBEI NPE USTU, Ukhta, the Russian Federation

Дуркин С.М., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ и ПГ, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

S.M. Durkin, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair RENGM i PG, FSBEI NPE USTU, Ukhta, the Russian Federation