

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И КРИТЕРИИ ВЫБОРА

Григорьев Р.С.

Научный руководитель - профессор И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации [2] Россия располагает одной из крупнейших сырьевой базой углеводородов (УВ), обеспечивающей ей 6 место среди стран-держателей запасов.

Кроме того, доля добычи сырой нефти в России составляет 12% от мировой, что является третьим показателем среди всех нефтедобывающих стран. Несмотря на это коэффициент извлечения нефти (КИН) невысок и составляет 0,371, при этом наблюдается устойчивая тенденция к его снижению.

Основная причина данного снижения вызвана ростом доли вновь открываемых месторождений или залежей с неблагоприятными геолого-физическими характеристиками коллекторов и физико-химическими свойствами флюидов, в результате чего наблюдается ухудшение структуры запасов. Кроме того, немаловажным фактором является опережающая выработка высокопродуктивных объектов, менее трудных в освоении. В целом отмечается тенденция к сокращению объема активно разрабатываемых запасов при увеличении доли их трудноизвлекаемой составляющей. Таким образом, столь значительный объем трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) и малый коэффициент извлечения нефти ставит необходимость в повышении эффективности ее извлечения. По этой причине возникает потребность в использовании более эффективных, но в тоже время и более сложных и дорогих методов, позволяющих увеличить нефтеотдачу.

В настоящее время в мировой нефтедобыче освоены и применяются в промышленных масштабах четыре основных группы методов увеличения нефтеотдачи (МУН): а) тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, циклическая тепловая обработка призабойной зоны пласта (CSS), создание внутрислоевого подвижного очага горения (ISC), метод парогравитационного дренажа (SAGD)); б) газовые методы (закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота, дымовых газов); в) химические методы (заводнение с применением ПАВ, полимерное, ASP заводнение и др.); г) микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование и поддержание непосредственно в нефтяном пласте) [1, 4].

Столь обширный спектр методов обусловлен тем, что геолого-физические характеристики коллекторов и физико-химические свойства флюидов могут варьироваться в широких диапазонах, как на различных месторождениях, так и на залежах самого месторождения.

В связи с этим возникает потребность в определении критериев их диапазонов для оценки возможности и целесообразности применения того или иного МУН в условиях конкретного месторождения или залежи. Несомненно, критериев, по которым может проводиться оценка множество.

Следовательно, встает задача выделения и систематизации ключевых параметров, на основании которых возможно провести первичную оценку при выборе МУН. На основе анализа и обобщения отечественной и зарубежной литературы была составлена сводная таблица критериев выбора МУН (табл.), исходя из показателей геолого-физических характеристик пласта и физико-химических свойств флюида для ряда методов, получивших наибольшее распространение на сегодняшний день и доказавших свою эффективность при промышленных испытаниях и в процессе разработки месторождений УВ. В ней так же выделены цветом критерии, которые, по мнению различных авторов, оказывают наибольшее влияние на успешность применения рассматриваемого метода.

Так, например, для метода ASP (Alkaline-Surfactant-Polymer flooding) как и для МУН с применением полимеров, ключевыми критериями будут являться температура, а как следствие и глубина залегания коллектора, проницаемость и минерализация пластовой воды.

Это обусловлено тем, что при граничных условиях выделенных параметров, полимеры, входящие в состав закачиваемого водного раствора наряду с поверхностно-активными веществами и щелочью, начинают разрушаться в результате термальной, механической или химической деструкции [3], в связи с чем происходит потеря вязкости раствора и как следствие значительное уменьшение уровня КИН.

Конечно, рассматриваемые в данной работе критерии и их диапазоны не могут дать исчерпывающую информацию о возможности применения каждого из методов, а также обеспечить полную гарантию применимости выбранного метода на конкретном объекте. Тем не менее, они позволяют провести первичную оценку и выбрать те МУН, которые потенциально являются наиболее эффективными в рассматриваемых условиях.

Литература

1. Аль Басиси Н. М. О зарубежном опыте применения методов повышения нефтеизвлечения из пластов / Н. М. Аль Басиси, А. А. Липаев. // Управление техносферой. – 2020. – Т. 3. – №. 3 – С. 318–320.
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов в 2019 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/.
3. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абилов, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – №. 7 – 8. – С. 58–68.
4. Whatever happened to enhanced oil recovery? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>

Таблица

Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи

Параметры	Тепловые методы				Химические методы		Микробиологические методы	Газовые методы		
	Теплоносители	CSS	ISC	SAGD	Полимерное заводнение	ASP	MEOR	Углеводородные газы	Углекислый газ	Азот и дымовые газы
Плотность нефти, кг/м ³	> 900	< 965	850 – 1000	850 – 1000	813 – 979	855 – 916	860 – 986	< 900	< 920	< 850
Нефтенасыщенная толщина пластов, м	> 20	> 9	6 – 20	> 10	–	–	> 1 (3 – 10)	< 20	< 20	< 20
Пластовое давление, МПа	< 10,2		< 13,8	–	–	–	до 40	выше МДС*	выше МДС*	выше МДС*
Температура пласта, °С	–	–	20 – 110	–	20 – 110	48 – 90	20 – 80	29 – 165	28 – 125	28 – 163
Глубина залегания пласта, м	< 1300	< 1000	< 4500	< 1300	< 2900	< 2900	< 1000	> 1200	> 800	> 1800
Начальная нефтенасыщенность, %	> 40	> 40	> 8	> 40	> 50	> 35	> 55	> 30	> 20	> 40
Вязкость нефти, мПа*с	> 50	> 50	< 5000	> 50	0,4 – 4000 (10 – 150)	11 – 6500	1 – 8900 (1 – 150)	< 3	< 10	< 0,4
Проницаемость пласта, мкм ²	> 0,1	> 0,05	> 0,035	> 0,1	> 0,01	0,6 – 1,5	> 0,05 (0,18 – 0,2)	0,0001 – 0,5	0,0015 – 0,45	0,0002 – 0,035
Пористость пласта, %	> 12	> 18	> 20	> 12	10,4 – 33	26 – 32	12 – 25	4 – 45	3 – 37	7 – 14
Состав нефти	–	–	≥ 20 масс. % битумов	> 10 масс. % битумов	–	наличие орг. кислот	–	высокое содержание C ₂ -C ₇	высокое содержание C ₅ -C ₁₂	высокое содержание C ₁ -C ₇
Минерализация пластовой воды, г/л	–	–	–	–	< 270	< 200	< 300	–	–	–
Тип коллектора	T*, K*	T*, K*	T*, K*	T*, K*	T*	T*	T*, K*	T*, K*	T*, K*	T*, K*

МДС* минимальное давление смешиваемости – ключевые критерии

T* терригенный

K* карбонатный