

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА В УСЛОВИЯХ  
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

**М.Р. Брыксин**

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

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

**Актуальность.**

Нефтегазовая промышленность является ключевой для экономики Российской Федерации. Россия является одной из стран лидеров в добыче и транспортировке углеводородного сырья. У нашей страны имеется огромное количество запасов как газа, так и нефти, которые еще не включались в разработку.

Однако все эти запасы в большинстве случаев представляют из себя трудноизвлекаемые запасы. Век легко извлекаемых запасов углеводородов заканчивается.

Для увеличения эффективности добычи углеводородов на месторождениях, которые находятся на завершающем этапе жизненного цикла, а также для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, необходимо заниматься исследованием, созданием и модернизацией методов интенсификации притока флюида к скважине.

Отсюда можно сделать вывод, что тема изучения и совершенствования методов интенсификации притока флюидов к скважине является крайне актуальной в настоящее время.

Одной из самых перспективных для разработки по суммарным масштабам генерации нефти является баженовская свита. По оценкам ее запасы нефти составляют 5700 млрд. т [7]. Оценка других углеводородных сланцевых материнских формаций России представлена в таблице 1.

*Таблица 1*

*Оценка ресурсов углеводородных сланцевых материнских формаций России [1]*

Формация, провинция	Остаточное количество нефти в формации, млрд т	Технически извлекаемые ресурсы		Возможные нефть и газ нефтегазовой системы	
		нефти, млрд т	газа, трлн м <sup>3</sup>	нефти, млрд т	газа, трлн м <sup>3</sup>
Доманиковская формация:					
Тимано-Печорская провинция	166,5	5,3	4,6	2,03	1,67
Волго-Уральская провинция	758	6,5	3,5	3,25	2,35
Куонамская провинция	250	1,7	11,2	-	-
Баженовская формация	1700	26,45	9,38	15,7	4,7
Хадумская/Майкопская свита	197	-	-	4,5	5,9

Всего по основным углеводородосодержащим сланцевым формациям оценка технически извлекаемой части составила 40 млрд т нефти и 28,9 трлн м<sup>3</sup> газа.

Стоит добавить, что в настоящее время, современное развитие технологий пока еще не позволяет выполнять разработку данных трудноизвлекаемых запасов углеводородов с высокой рентабельностью.

Одни из отличительных черт месторождений с ТРИЗ углеводородов – сложное геологическое строение, плохие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов и характеристики флюидов [9].

На данный момент, подавляющая часть нефти в России добывается с помощью применения одного из вариантов метода заводнения пласта [9]. Это позволяет существенно прирастить коэффициент извлечения нефти и темпы отбора запасов углеводородного сырья в целом. Однако для трудноизвлекаемых запасов метод заводнения малоэффективен.

В качестве примера, подтверждающего правильность этого высказывания, можно привести ситуацию с разработкой башкирской залежи Аканского месторождения, с сложным геологическим строением, которая содержит высоковязкие нефти. Уже в процессе разработки была понятна малоэффективность обычного заводнения. Поэтому разрабатывались специальные новые подходы для увеличения нефтеотдачи, однако они оказались также малоэффективны [10].

Все виды воздействий на призабойную зону пласта можно разделить на следующие группы: физико-химические, механические, тепловые, волновые и комплексные.

Физико-химические методы применяют для растворения загрязнений ПЗП, снижения фазовой проницаемости породы для воды (закачка кислот, ПАВ, растворителей и др.).

Кроме того, применительно к ТРИЗ, физико-химические методы способствуют растворению АСПО, уменьшению набухаемости глин и т.д.

Механические методы воздействия эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин или расширение существующих в призабойной зоне пласта (ПЗП) позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные и малопроницаемые части пласта [5]. К этому виду обработок относятся все виды повторной перфорации, гидравлический разрыв пласта (ГРП), имплюзионные методы очистки забоя и ПЗП скважин.

В настоящее время наиболее передовой технологией механических методов воздействия на ПЗС является многостадийный гидроразрыв пласта, которая наиболее эффективна для горизонтальных скважин [6]. МГРП, в отличие от одностадийного ГРП, позволяет сократить время и, одновременно, увеличить площадь воздействия на пласт при проведении одной операции.

Для месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, можно применять тепловые методы, чтобы повысить эффективность их эксплуатации: обработка скважины нагретой нефтью, водой, с поверхностно-активными веществами, или паром.

В качестве методов волновой обработки ПЗС наиболее часто используются: импульсный метод с применением гидромониторов и пульсаторов, методы циклического воздействия с применением струйных насосов, либо устройств для гидравлического и гидрокислотного удара.

Методы обработки волнами можно считать перспективными для районов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, в частности с высоковязкими нефтями, поскольку они помогают увеличить приток высоковязких нефтей [3].

Одним из самых перспективных направлений увеличения интенсификации притока является разработка комплексных методов и технологий, объединяющих комплекс работ, при этом все работы должны проводиться при одном спуске компоновки, что позволяет почти в три раза уменьшить время проведения обработки ПЗС [3, 4].

Для анализа комплексных методов были рассмотрены работы Гайдамакиной В.Н. и Андреева В.Е [8] [2].

Таким образом, на основании анализа представленных методов была составлена сводная таблица с достоинствами и недостатками этих методов.

Таблица 2

Распределение методов интенсификации добычи нефти [3]

	Физико-химические	Механические	Тепловые	Физические	Комплексные
Достоинства	Увеличение проницаемости системы и дебита скважины, растворение АСПО, уменьшение набухаемости глин и т.д.	Создание дополнительных трещин или расширение существующих в (ПЗП), что позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные и малопроницаемые части пласта	Повышение эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти	Увеличение притока горизонтальной скважины, причем чем выше частота колебаний и мощность воздействия, тем эффект повышения дебита больше, эффективны для высоковязких нефтей	Очистка ПЗП от различных продуктов кольматации, создание новых микротрещин и разрывов, вызов притока нефти, предупреждение коррозии, отложений и образований любых видов засоренности на стенках колонн, существенное снижение адгезионных свойств колонн и улучшение реологических характеристик вязких и особо вязких нефтей, а также составление основы чистой, безреагентной и энергосберегающей технологии добычи нефти
Недостатки	Экономическая составляющая возможно образование осадков при контакте с пластовыми флюидами, влияние на оборудование скважин	Комплекс задач проектирования технологии гидроразрыва наиболее обширен и полностью не решен	Применимы на глубине до 1500 метров, экономическая составляющая	вероятность возникновения новых контактов в результате пробоя адсорбционного слоя	зачастую экономическая составляющая

Каждый отдельный метод интенсификации притока направлен преимущественно на борьбу с каким-либо одним-двумя негативными факторами (реже суммой), препятствующим стабильной высокой добыче флюида. А комплексные технологии интенсификации притока позволят одновременно учитывать и справляться с целой группой негативных факторов, которых в современное время трудноизвлекаемых запасов углеводородов достаточно.

Также при использовании разных комбинаций отдельных методов можно получить совершенно различные новые полезные эффекты интенсификации притока флюида.

Новые системы (комплексные методы интенсификации) приобретают новые свойства, которых не было у составляющих ее компонентов, что, в свою очередь, может открыть новые горизонты для развития разработки месторождений.

#### Литература

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций: дис. ...к.г.-м.н. – СПб., 2015. – 225 с.
2. Андреев В.Е., Паламарчук Ю.Г., Самородов А.А., Подъяпольский А.И. Комплексный биоэлектрохимический метод интенсификации добычи нефти поздней стадии разработки месторождений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – М: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа). – 2007. – №2(68). – с.5–10.
3. Апасов Г.Т. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти и ограничения водопритокров // Сб. науч.-техн. инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК» Тюмень, – 2014. – № 5. – С. 19–22.

4. Апасов, Г.Т. Применение комплексного метода для восстановления продуктивности скважин: Материалы VIII науч.-техн. конф. «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, Г.А. Дунамалян. Тюмень, 2014. – Том 1 – С. 276–281.
5. Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/Тюмень, 2015 г. – 186 с.
6. Ахметов А.А. Эффективность применения многостадийного гидравлического разрыва пласта // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. 2019. – М: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа). – 2019. – с.19–21.
7. Баженова Т.К. Битуминовые толщи России и оценка ресурсов углеводородов // Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья. Проблемы, перспективы, прогнозы: сб. докл. Международной конф. (г. Санкт-Петербург, 6 – 10 июля 2015 г.). – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2015.
8. Гайдамакина В.Н. Комплексный метод интенсификации притока нефти // Научный форум. Сибирь. – М: М-центр (Тюмень). – 2018. – №1. – т.4 – с. 13–14.
9. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия отделения наук о земле и природных ресурсов академии наук Республики Башкортостан. – Уфа: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии Уфимского научного центра Российской академии наук, № 21. – 2015. – с.70–74.
10. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – С. 689.

### **ВНЕДРЕНИЕ ИНГИБИТОРА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОГО СОСТАВА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»**

**В.А. Бутошина<sup>1</sup>, А.В. Сидоренко<sup>3</sup>, К.Г. Федюшкин<sup>2</sup>**

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

<sup>1</sup>ООО «Альтаир», г. Томск, Россия,

<sup>2</sup>АО «Томскнефть» ВНК, г. Томск, Россия

<sup>3</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Статистические данные аварийных ситуаций, возникающих на нефтяных промыслах, свидетельствуют о том, что в тройку наиболее часто встречающихся причин отказа оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), механические примеси и солеотложения. Основная причина аварийных ситуаций на месторождении «Х» в насосно-компрессорных трубах, в затрубном пространстве и в транспортировочных линиях, вызвана АСПО. Своевременные и технологически правильные мероприятия по борьбе и предотвращению образования АСПО, позволят увеличить межремонтный период, что положительно отразится на себестоимости продукции [1, 4, 6].

К выбору метода борьбы с АСПО стоит подходить индивидуально, учитывая особенности состава нефти каждого конкретного месторождения. Данные особенности выражаются в изменении компонентного состава нефти и их процентного содержания от месторождения к месторождению, и зависит от группового углеводородного состава нефтей (парафины (П), смолы (С), асфальтены (А)). Анализ группового углеводородного состава нефтей показал зависимость одной группы компонентов от другой, чем больше одних, тем меньше других. Данная особенность обуславливается зависимостью от взаимного воздействия парафинов, смол и асфальтенов находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [4, 5].

Так же исследования показали, что химические процессы, происходящие при кристаллизации парафинов в нефти, а также структура кристаллической решётки и температура насыщения нефти парафинами, сильно зависит от процентного содержания парафинов, асфальтенов и смол в исходной продукции [1, 3, 7].

В таблице 1 представлен групповой углеводородный состав нефти месторождения «Х».

**Таблица 1**

**Групповой углеводородный состав нефти месторождения «Х»**

Групповой углеводородный состав	Содержание, % масс
Парафины (П)	6,6
Смолы (С)	7,9
Асфальтены (А)	1,2

Полученные данные подтверждают то, что нефть месторождения «Х» является высокопарафинистой, а содержание асфальтенов ничтожно мало. При кристаллизации парафины формируют непрерывную сетку аналогично широкой ленте. В данном варианте адгезионные свойства парафина усиливаются в несколько раз, и его возможность «прилипнуть» к твёрдым поверхностям существенно ускоряется. Кроме того, из-за низкого содержания асфальтенов сокристаллизация парафиновых молекул с алкильными цепочками асфальтенов практически отсутствует, в результате чего образования точечной структуры, при которой парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно уменьшается, а в некоторых случаях и вовсе не происходит [1]. Все это приводит к активному отложению парафинов на поверхности скважинного оборудования.

К химическим обработкам скважин разных месторождений необходимо подходить строго индивидуально. Нельзя полностью рассчитывать применения ингибитора «СНПХ-7821» на стороннем месторождении, поскольку стороннее месторождение и месторождение «Х» существенно различаются по составу. Данное заключение ведёт к необходимости создания нового ингибитора АСПО.