

**Александр В. Максютин\***

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОГО УПРУГОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ**

Проблема увеличения извлечения нефти из недр большинства нефтяных месторождений в последние годы стала одной из самых важных экономических проблем, стоящих перед нефтедобывающей промышленностью. Важную роль в решении этой проблемы играет выбор метода воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата пласта воздействием. Наиболее распространенные методы воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации режима работы нефтяных скважин и повышения нефтеотдачи месторождений приведены в таблице 1 [1–3].

В настоящее время все больший интерес представляют технологии волнового воздействия (электромагнитные, вибрационные, сейсмоакустические, импульсные). Эти технологии отличаются низкими затратами, высокой эффективностью и экологической безопасностью. Одной из них является технология упругого резонансного воздействия на продуктивные пласты.

Технология и аппаратура скважинного упругого резонансного воздействия на продуктивные пласты разработана в Санкт-Петербургском государственном горном институте под руководством профессора Молчанова А.А. совместно с научно-производственным центром «ГеоМИР». Эта технология отличается глубоким проникновением упругих импульсов в пласт и, наряду с очисткой призабойной зоны пласта, создает дополнительные каналы для фильтрации флюида благодаря возбуждению пласта на резонансных (доминантных) частотах. Особенностью данной технологии скважинного упругого воздействия является воздействие не только на призабойную зону, но и на пласт в целом, благодаря глубокому проникновению сейсмоакустической волны в пласт.

Обработка эксплуатационных скважин производится аппаратурой «Приток-1М» (рис. 1), спускаемой в скважину на стандартном трехжильном кабеле с помощью

---

\* Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет) им. Г.В. Плеханова, Санкт-Петербург, Россия

геофизической лебедки каротажного подъемника. По геофизическому кабелю осуществляется питание скважинной аппаратуры электрическим током, управление работой глубинного блока и контроль режима работы аппаратуры и параметров обработки скважин. Время обработки и количество импульсов воздействия на пласт определяется мощностью и параметрами продуктивного интервала.

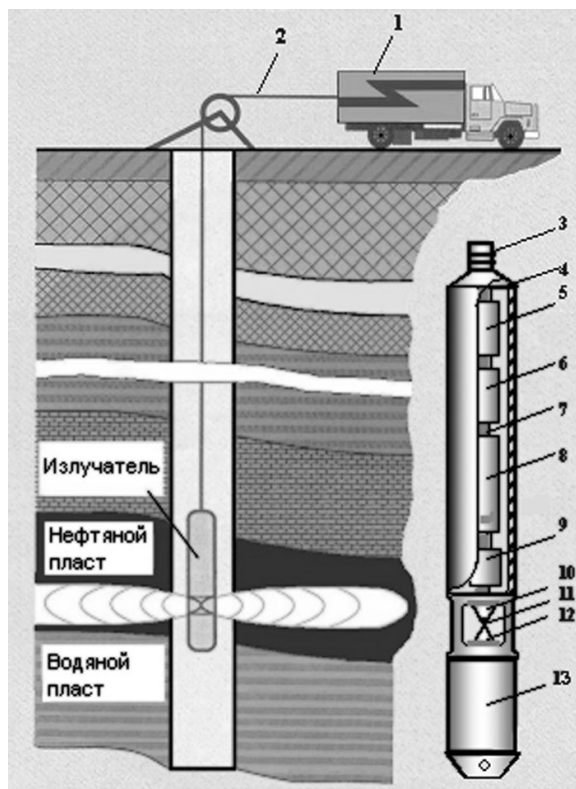
**Таблица 1**

Методы воздействия на продуктивные пласты

Метод воздействия	Тип коллектора	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Вязкость нефти, мПа*с	Глубина, м	Толщина, м
Паротепловое воздействие	Карбонатный терригенный	0,02÷9,38	1,6÷21000	200÷1900	3,1÷60,0
Внутрипластовое горение	Терригенный карбонатный	0,028÷1,5	1,3÷445	90÷1800	2,7÷35
Закачка горячей воды	Терригенный	0,028÷0,287	0,6÷25,4	610÷1990	2,7÷22,8
Вытеснение нефти мицеллярными растворами	Терригенный	0,058÷0,861	3,4÷11,7	1300÷1700	1,1÷7,55
Вытеснение нефти растворами полимеров	Терригенный карбонатный	0,153÷1,753	0,86÷75	600÷2760	2,0÷20,0
Вытеснение нефти растворами щелочей	Терригенный карбонатный	0,065÷1,233	1,0÷49,0	800÷2470	4,0÷46,0
Воздействие углеводородным газом	Карбонатный	0,004÷0,374	0,45÷5,7	1500÷3370	3,0÷150,0
Воздействие Диоксидом углерода	Терригенный	0,182÷1,714	6,1÷33,3	1253÷1330	7,4÷15,3
Вытеснение нефти водными растворами ПАВ	Терригенный	0,005÷1,380	1,1÷31,0	960 ÷3500	2,1÷68,5
Воздействие кислотами	Терригенный карбонатный	0,244÷1,6	3,7÷38,0	1025÷1920	2,1÷13,3

Обработка скважин методом упругого воздействия проводится во время капитального или профилактического ремонта скважин, занимает всего 8÷10 ч после извлечения из скважины насоса и насосно-компрессорных труб. Данная технология позволяет не только повысить в несколько раз или восстановить дебит добывающих

скважин, но и за счет снижения поверхностного натяжения на границе фаз «нефть-вода», снизить содержание воды в продукции скважины, увеличить нефтеотдачу пласта. За счет направленного излучения упругой энергии глубина ее проникновения в пласт достигает несколько сотен метров и выше. После обработки эксплуатационной скважины эффект от воздействия наблюдается также у соседних скважин. При обработке методом скважинного резонансного воздействия нагнетательных скважин значительно возрастает приемистость.



**Рис. 1.** Схема создания упругого воздействия аппаратурой «Приток-1М»:

- 1 – каротажный подъемник, 2 – геофизический кабель, 3 – соединение с геофизическим кабелем, 4 – корпус скважинного прибора, 5 – высоковольтный трансформатор, 6 – высоковольтный блок, 7 – соединительные линии, 8 – блок накопительных конденсаторов, 9 – устройство управления прибором, 10, 12 – электроды излучателя, 11 – плазменный канал, 13 – корпус с устройством для формирования плазменного канала

Разработанной аппаратурой обрабатывались скважины в опытно-промышленном режиме на месторождениях Западной Сибири (ОАО «ГНК-ВР» – Самотлорское), Урало-Поволжья (АПК «Башнефть» – Туймазинское, Василевское, Федоровское, Хомутовское, Городецкая и Знаменская площади; ОАО «Татнефть» – Бавлинское и Саба-

чинское; ОАО «Удмуртнефть» – Мишкинское; «Уральская нефть» – Дмитриевское; ЗАО «Белкамнефть» – Черновское), а также на Северо-Восточных и Южных месторождениях Китая. Эффективность воздействия – 100% (таб. 2). Эффект воздействия продолжается от 3 до 15 месяцев и более, в зависимости от свойств коллектора и стадии разработки месторождения.

Опыт применения аппаратуры «Приток-1М» показывает, что даже в скважинах месторождений с ТИЗ углеводородов в сильно заглинизированных терригенных и карбонатных коллекторах с низкой пористостью и проницаемостью можно получить многомесячный эффект повышения дебита скважин и снижения содержания воды в добываемом флюиде.

**Таблица 2**  
Результаты скважинных испытаний аппаратуры «Приток-1»  
по обработке продуктивных пластов

Место-рождение	Назначение скважины (породы)	Интервал обработки, м	Режим работы скважины, м <sup>3</sup> /сутки (флюид)		Прирост, %
			до воздействия	после воздействия	
Само-лторское	Нагнетательная (песчаники)	1854÷1903,5	400 (вода)	480 (вода)	20
	Эксплуатационная (песчаники)	1768÷1796; 1796,5÷1798; 1803÷1807	2% (нефть), 98% (вода)	5% (нефть), 95% (вода)	150
	Эксплуатационная (песчаники)	869,5÷1876; 1882,5÷1885; 1891÷1895	8,4 (нефть)	30 (нефть)	260
Туймазин-ское (АПК «Башнефть»)	Нагнетательная (песчаники)	1719,2÷1729,2	260 (вода)	320 (вода)	23
	Нагнетательная (песчаники)	1743÷1754,8	360 (вода)	890 (вода)	147
	Эксплуатационная (известняки)	1126÷1131	2,8 (нефть)	4,7 (нефть)	67
Бавлинское (ОАО «Татнефть»)	Эксплуатационная (песчаники)	1910,5÷1912,5	2,24 (нефть)	2÷4 (нефть, вода 5%)	200
Сабанчин-ское (ОАО «Татнефть»)	Эксплуатационная (песчаники)	1210÷1212	4 (флюид)	10÷11 (нефть, вода 4,8 %)	150
	Эксплуатационная (песчаники)	1271÷1275	3 (вода 40%)	10 (вода 55%)	230

В настоящее время ведутся исследования по совершенствованию данной технологии. Одним из направлений работы является изучение возможности использования данной технологии совместного с применением растворителей, закачкой

реагентов, тепловых методов для проведения обработок скважин месторождений вязких нефтей и битумов (в частности, с применением высокоэффективных растворителей АСПО). Цель исследования является использования полученной комплексной технологии для воздействия на месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, вязких нефтей и битумов.

## **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. -М., «Недра», 1985, - 305 с.
- [2] Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань, «ФЭН» 2005. – 685 с.
- [3] Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России //«Нефтяное хозяйство». – 2008. - №1. - С. 58-61.