ИНТЕНСИФИКАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН И УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ (СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ)



Доктор техн. наук
А.А.Молчанов
(СПГГИ)

Дан анализ эффективности и перспектив применения различных методов интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и увеличения извлекаемых запасов углеводородов месторождений России. ■

The analysis of effectiveness and perspectives of use of several methods to intensify operation in oil and gas wells is contained. The ways to increase the extractable reserves of oil and gas fields in Russia are shown. ■

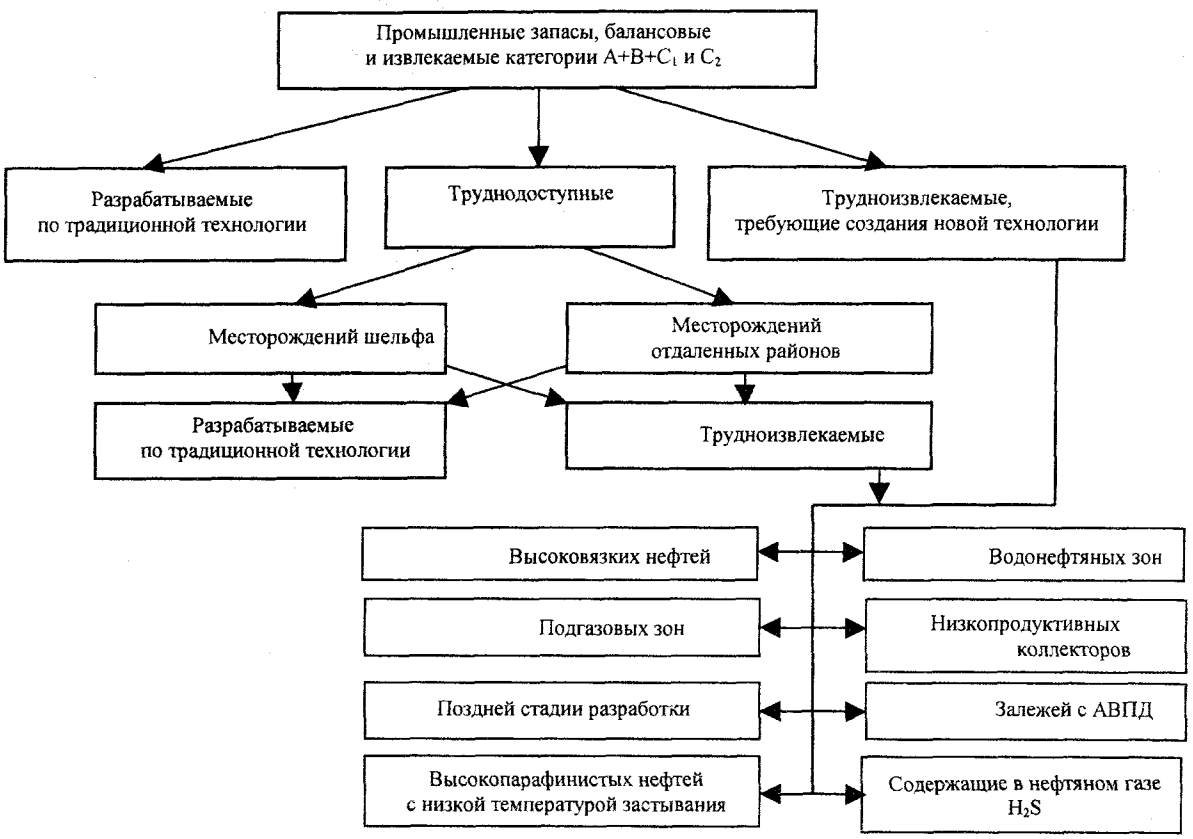
В настоящее время мир ежегодно потребляет 4,134 млрд.м^3 нефти, в то же время прирост запасов нефти составляет лишь 0,954 млрд.м^3.

Публикуемые в различных источниках данные по динамике мировых запасов углеводородов во многих случаях пессимистичны. К 2050-2075 гг. предсказывают начало жестокого мирового энергетического кризиса, который будет вызван резким замедлением прироста запасов нефти и газа при еще более резком росте потребностей в углеводородном сырье как в энергоносителе и в химическом сырье. Расчеты показывают, что для существенного продления срока, в течение которого человечество может быть спокойно за свое снабжение нефтепродуктами и газом, их запасы должны быть увеличены на порядок и более.

Расширение объемов геолого-разведочных работ в перспективных на нефть и газ регионах России: на шельфе северных морей России, в Прикаспийской впадине, Западной и Восточной Сибири – с целью открытия и ввода в эксплуатацию новых месторождений требует значительных капитальных вложений, что при нынешних условиях налогообложения, нерешенных вопросах раздела продукции крайне затруднено.

На фоне постоянного спада добычи нефти в России, обусловленного сокращением объемов геолого-разведочных работ, снижением темпов прироста запасов, уменьшением объемов бурения, снижением дебита нефтяных скважин и выработкой залежей многих эксплуатирующихся месторождений, поиск новых эффективных методов интенсификации режима работы скважин нефтегазовых месторождений и повышения извлекаемых запасов является особенно актуальным. В настоящее время по различным причинам простаивает более 60 тыс. скважин на месторождениях Урало-Поволжья, Республики Коми, Западной Сибири.

Один из путей решения топливной проблемы очевиден: необходимо добиться резкого повышения коэффициента извлечения углеводородов из эксплуатируемых пластов, вовлечь в разработку месторождения с труднодоступными и трудноизвлекаемыми запасами, в том числе разбуриваемых горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, ввести в разработку верхние горизонты, в том числе содержащие вязкие нефти и битумы (см. рисунок).



Геолого-технологическая классификация промышленных запасов

Для интенсификации добычи нефти и газа, повышения нефтегазоотдачи пластов на разных этапах разработки нефтегазовых месторождений широко применяются более 70 различных по эффективности технологий и методов воздействия [1, 2, 9, 11, 12].

Основными методами повышения темпов отбора нефти является увеличение фильтрационных свойств пород-коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) и понижение забойного давления с компенсацией отбора жидкости закачкой воды.

Увеличения объема отбираемой нефти за безводный период или при стабильной обводненности, в основном, добиваются закачкой в пласт потоковыравнивающих, тампонирующих и блокирующих прорывы пластовой воды и газа оторочек химических реагентов различного состава; на заключительной стадии разработки месторождения параллельно с перечисленными работами проводятся закачки больших объемов составов с нефтеотмывающими свойствами.

Проведение работ по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти можно разделить на три основных этапа.

На первом этапе (до обводненности 40-50 %) основная роль отводится методам, повышающим темпы отбора нефти, с обработкой призабойной зоны (ОПЗ), гидроразрывом пласта (ГРП) и изоляцией заколонных перетоков. На этом этапе значительно меньшая роль отводится методам выравнивания профиля вытеснения и доотмыва остаточной нефти. Только в залежах или на участках, дающих первоначально в продукции скважин значительное количество воды, последние играют превалирующую роль. Широкое применение ОПЗ пластов связано с тем, что на этом этапе разработки месторождения еще не выявлены основные объекты и направления воздействия на пласты химическими реагентами, закачиваемыми в пласт для создания в нем соответствующих оторочек.

По мере роста обводненности (более 40-50 %) и многократного применения методов ОПЗ пластов на одних и тех же объектах технологическая эффективность методов снижается в несколько раз.

На втором этапе, как правило, применяются методы по закачке в пласт потоковыравнивающих, тампонирующих и блокирующих прорывы воды и газа оторочек химических реагентов. Методы ОПЗ пластов играют второстепенную роль и используются для подключения к работе недренированных прослоев, восстановления приемистости нагнетательных скважин, ликвидации заколонных перетоков и интенсификации добычи нефти из низкопродуктивных слабообводненных участков залежей.

На третьем этапе при высокой обводненности скважин на основе тестовых закачек среднеобъемных потоковыравнивающих и нефтеотмывающих химических реагентов подбираются крупные участки, блоки залежей для создания большеобъемных (до 30 % порового пространства) оторочек химических реагентов. Разработка залежей заканчивается закачкой реагентов в отдельные низкопродуктивные неоднородные пласты или их участки с низкой выработанностью.

Наиболее эффективными по-прежнему являются методы поддержания энергии пласта закачкой различных агентов в пласт (залежь): законтурное, внутриконтурное, площадное и др.

Наиболее распространенные методы воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений следующие:

Методы	Закачка агентов	Тепловые
Реагент или способ воздействия	Вода, газ, легкие фракции нефти	Горячая вода, пар, внутрипластовое горение, горючеокислительные смеси

Методы	Физико-химические	Волновые
Реагент или способ воздействия	ПАВ, соляная кислота, щелочные растворы и другие химические реагенты	Электромагнитные, вибрационные, сейсмоакустические, импульсные

Методы	Механические	Микробиологические
Реагент или способ воздействия	Гидроразрыв пласта, разбуривание горизонтальными скважинами	Активация пластовой микрофлоры

Перечисленные методы воздействия на пласты дают определенный положительный эффект, хотя их эффективность в разнообразных геолого-технологических условиях различна и каждому из них присущи определенные ограничения и недостатки [2, 7, 8]. Так, закачивание больших объемов воды приводит к выпадению неорганических солей в самих пластах и прискважинной зоне.

Применение кислотной обработки, использование поверхностно-активных веществ (ПАВ), особенно органических добавок или углеводородов или их продуктов, экологически не безопасно и приводит к разрушению нефтепромыслового оборудования.

Применение тепловых методов и особенно внутрипластовое горение сопровождается усиленным разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка, ростом агрессивности добываемой продукции за счет продуктов горения, образованием в пласте стойких водонефтяных эмульсий и т.п.

Так как каждое нефтегазовое месторождение характеризуется определенными горно-геологическими параметрами и требует оптимальных, с точки зрения извлекаемых запасов, темпов отбора, режима разработки, очевидно, что еще не все пути интенсификации опробованы [10, 11, 12].

Достаточно сказать, что уникальный опыт, накопленный нефтяниками при разработке Туймазинского нефтяного месторождения в Башкортостане, позволил получить коэффициент извлечения нефти, равный 0,61. В Татарстане при разработке Ромашкинского месторождения достигнуты следующие значения коэффициента: для терригенного девона – до 0,6, терригенного нижнего карбона – 0,45, карбонатных отложений – до 0,25. Этот опыт успешно используется и развивается нефтяниками Западной Сибири.

Анализ передовых технологий, применяемых на Самотлорском, Федоровском и других крупных и уникальных месторождениях в различных регионах России, свидетельствует о значительном прогрессе, достигнутом в оптимизации процессов разработки месторождений нефти и газа, широком использовании средств математического моделирования с целью выбора рациональных схем разработки на основе многофакторных моделей и прогнозирования процессов разработки конкретных месторождений углеводородов с различными геолого-технологическими условиями [2].

Западная Сибирь и Урало-Поволжье на ближайшие годы останутся основными нефтегазодобывающими провинциями России, поэтому от того, как будут разрабатываться месторождения нефти и газа в этих регионах, будет во многом зависеть объем добычи углеводородов в целом по России.

По ресурсам и производству нефти в России доля Сибири составила почти 70 %, а к 2010 г. она вырастет до 91 %. Ведущее место занимает Западная Сибирь, а в ее пределах Тюменская область. До 2000 г. падение добычи нефти в Западной Сибири остановить уже невозможно, но необходимо обеспечить хотя бы снижение темпов падения добычи, в первую очередь, за счет сокращения простаивающих эксплуатационных скважин, число которых превысило 40 тысяч. Суммарный потенциал объема добычи по этим скважинам составляет 120-125 млн.т в год [9].

Примером успешного решения проблемы повышения нефтеотдачи продуктивных пластов является деятельность ОАО «Сургутнефтегаз». За 1989-1996 гг. на объектах проведено более 23,3 тысяч скважино-операций по воздействию на продуктивные пласты. За этот период было применено более 50 различных технологий воздействия на пласты через добычные скважины (более 10,6 тыс. скважино-операций) и около 60 технологий воздействия через нагнетательные скважины (около 12,4 тыс. скважино-операций) и получено дополнительно более 8,9 и 9,1 млн.т нефти соответственно. Наиболее эффективными оказались закачка соляной и плавиковой кислот, ПАВ, акустическое и вибрационное воздействие.

Распределение внедренных технологий по масштабам использования следующее:

- закачка средних объемов (30-600 $м^3$) растворов химических реагентов для создания в пласте оторочек;
- закачка малых объемов химических реагентов для обработки призабойной зоны (ОПЗ);
- физическое воздействие на пласт.

Эффективность применения этих методов относительно высока по сравнению с результатами внедрения данных технологий на других месторождениях Западной Сибири и во многом зависит от достоверности принятой модели месторождения и геолого-технологических характеристик объекта, динамики выработки залежи [10].

Более стабильные результаты дает применение акустического и вибрационного воздействия на пласты, закачка средних объемов растворов ПАВ, вязкоупругих составов (ВУС) и др. Но и они требуют специального подхода при выборе участков воздействия.

Особое место среди методов воздействия на пласты через добывающие скважины занимает гидравлический разрыв пласта залежей. Воздействие на обширные участки низкопродуктивного пласта площадью в несколько квадратных километров оказывает стимулирующее влияние на работу окружающих добычных скважин. При этом повышение эффективности эксплуатации соседних скважин превышает эффективность в скважине, где проводили ГРП.

Достаточно эффективным стало применение гидроразрыва пластов для создания глубоких дополнительных каналов в пласте. Благодаря этому воздействию изменяются характеристики не только призабойной зоны, но и самого пласта; за счет этого соседние скважины интенсифицируют свой режим работы. Вот пример. За 1993-1996 гг. в скважинах ОАО «Сургутнефтегаз» выполнено 315 ГРП, из них 269 в добывающих скважинах и 46 в нагнетательных. За счет применения ГРП добыто 952,7 тыс.т нефти. Дополнительная добыча в соседних скважинах составила около 282 тыс.т. Достигнутая эффективность ГРП в нагнетательных скважинах в 3-4 раза ниже, чем в добычных, так как при ГРП в нагнетательной скважине трещины образуются не только в продуктивном, требующем дренажа пласте.

Только в 1996 г. дополнительная добыча нефти за счет применения методов воздействия на продуктивные пласты в ОАО «Сургутнефтегаз» составила 4,39 млн.т (14,1 % от всей добытой нефти).

Среди физических методов превалирует акустическое воздействие на продуктивный пласт. На Федоровском месторождении только в 1988 г. этот метод позволил получить 38,4 тыс.т нефти, а продолжительность эффекта составила от 2 до 9 месяцев. Технологический эффект достиг в среднем 2,3 тыс.т на одну скважино-операцию.

В Санкт-Петербургском государственном горном институте разработана технология скважинного упругого резонансного воздействия на продуктивные пласты, отличающаяся глубоким проникновением упругих импульсов в пласт и наряду с очисткой призабойной зоны пласта создающая дополнительные каналы для скважинного флюида и возбуждения пла-

ста на резонансных (доминантных) частотах. Работы по интенсификации проводятся в скважинах во время капитального или профилактического ремонта скважин и занимают 8-10 ч. Обработка скважины по разработанной технологии позволяет не только повысить в несколько раз или восстановить дебит добычной скважины, или значительно повысить приемистость нагнетательной скважины, но и снизить поверхностное натяжение на границе фаз, способствующее снижению водосодержания в продукции скважины, и увеличить нефтеотдачу пласта. Учитывая, что за счет направленного излучения упругой энергии глубина ее проникновения в пласт достигает сотен метров, при обработке добычной скважины упругое воздействие воспринимают и соседние скважины [7].

Заметный эффект наблюдается при обработке методом скважинного резонансного воздействия нагнетательной скважины. Сфокусированная упругая энергия, направленная в пласт, очищает каналы в пласте и улучшает приемистость нагнетательной скважины в облучаемой части пласта. А поскольку глубина воздействия при этом составляет до сотни метров и более, эффект нагнетания воспринимают соседние добычные скважины.

Разработанная аппаратура опробована в скважинах на Самотлорском месторождении Западной Сибири, в скважинах Башкортостана и Татарстана. Эффективность – 100 % (см. таблицу).

К перспективным технологиям повышения эффективности работы скважин следует отнести разработанную в СПГГИ совместно с Санкт-Петербургским техническим университетом технологию удаления парафина с прогревом скважин аппаратурой высокочастотного электромагнитного поля и торпедирования пластов с целью создания проницаемых каналов.

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

Месторождение	Номер скважины (номер куста)	Назначение скважины (породы)	Интервалы обработки, м	Режим работы скважины, $м^3$/сутки (флюид)		Количество импульсов воздействия	Прирост, %
				до воздействия	после воздействия		
Самотлорское	3513, (1186)	Нагнетательная (песчаники)	1854-1903,5	400 (вода)	480 (вода)	770	20
	3514 (1186)	Эксплуатационная (песчаники)	1768-1796; 1796,5-1798; 1803-1807	2 % (нефть), 98 % (вода)	5 % (нефть), 95 % (вода)	360	150
	8170 (898)	Эксплуатационная (песчаники)	869,5-1876; 1882,5-1885; 1891-1895	8,4 (нефть)	30 (нефть)	780	260
Туймазинское, (АНК «Башнефть»)	2627	Нагнетательная (песчаники)	1719,2-1729,2	260 (вода)	320 (вода)	50	23
	2031	Нагнетательная (песчаники)	1743-1754,8	360 (вода)	890 (вода)	268	147
	3288	Эксплутационная (известняки)	1126-1131	2,8 (нефть)	4,7 (вода)	180	67
Бавлинское, (ОАО «Татнефть»)	2574*	Эксплуатационная (песчаники)	1910,5-1912,5	2,24 (нефть)**	2-4 (нефть, вода 5 %)	322	200
Сабанчинское, (ОАО Татнефть»)	1470	Эксплуатационная (песчаники)	1210-1212	4 (флюид)	10-11 (нефть 4,8)	120	150
	2125	Эксплуатационная (песчаники)	1271-1275	3 (вода 40 %)	10 (вода 55 %)	478	230

* Законсервирована в 1995 г.
** До остановки в 1993 г.

Разработка месторождений нефти и газа горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами [3-6] открыли новые возможности повышения рентабельности разработки недоступных и труднодоступных, трудноизвлекаемых и не извлекаемых ранее залежей углеводородов за счет разработки продуктивных пластов с меньшей энергией пласта. Неслучайно, начиная с 80-х гг., 80 % всех нефтегазовых скважин в мире бурятся с горизонтальным окончанием. В России пробурено около 600 таких скважин, производительность которых в 2-20 раз превышает дебит вертикальных скважин за счет более протяженного контакта с пластом. Убедительным примером эффективной разработки является разработка горизонтальными скважинами Федоровского месторождения, сложного по геологическому строению (ОАО «Сургутнефтегаз»).

Добыча нефти из водонефтегазоносных залежей Федоровского месторождения с толщиной нефтяной оторочки около 10 м и с применением системы жесткого заводнения, адаптирующегося к особенностям геологического строения пластов, на базе горизонтального бурения стала возможной благодаря высокоточной проводке скважин по заданной траектории.

Разработанные в СПГГИ совместно с ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика» телеизмерительные системы МАК-172 и МАК-108 с электромагнитным каналом связи «забой — устье», встраиваемые в бурильный инструмент и измеряющие с высокой точностью траекторию скважины непосредственно в процессе бурения, позволяют обеспечить точно направленное бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин диаметром 219 мм и более и проводку разветвленно-горизонтальных из скважин старого фонда диаметром 120 мм и более.

Таким образом, методы интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений далеко еще не исчерпаны [11,12].

По нашему мнению, необходимо разработать с участием ученых вузов, научно-исследовательских институтов, заводов-изготовителей и производственных организаций ТЭК отраслевую целевую программу по использованию передовых технологий по интенсификации режима работы скважин и месторождений, повышению нефтеотдачи пластов, обеспечив ее финансирование государством и передовыми компаниями «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и др. Только неотложные меры стабилизации добычи нефти и газа, льготы по налогообложению для предприятий ТЭК могут создать условия для дальнейшего развития этой важнейшей отрасли народного хозяйства России.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Вахитов Г.Г., Симкин Э.М.* Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. М.: Недра, 1985.

2. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / ОАО «ВНИИОЭНГ». М., 1996. Т. 1, 2.

3. *Ерохин В.И.* и др. Опыт и проблемы строительства горизонтальных скважин / Е.П.Ерохин, Н.Л.Щавелев, В.И.Наумов, Е.А.Фадеев // Нефтяное хозяйство. 1997. № 9.

4. *Кудинов В.И.* и др. Горизонтальное бурение и зарезка боковых горизонтальных стволов в нерентабельных скважинах ОАО «Удмуртнефть» / В.И.Кудинов, В.А.Савельев, Е.И.Богомольский, Б.М.Сучков // Нефтяное хозяйство. 1997. № 5.

5. *Мессер А.Г.* и др. Бурение горизонтального ствола из эксплутационной колонны на шельфе Черного моря / А.Г.Мессер, А.С.Повалихин, О.К.Рогачев и др. // Нефтяное хозяйство. 1999. № 6.

6. *Молчанов А.А.* Геофизический контроль горизонтальных нефтегазовых скважин при их проводке, освоении и эксплуатации // Наука в СПГГИ. 1998. Вып. 2.

7. *Молчанов А.А.* Новые технологии интенсификации режима работы нефтегазовых скважин // Наука в СПГГИ. 1997. Вып. 1.

8. Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения / Р.Х.Муслимов, А.М.Шавалиев, Р.Б.Хисамов, И.Г.Юсупов; ВНИИОЭНГ. М., 1995. Т. 1, 2.

9. *Нестеров И.И.* Энергетические ресурсы Сибири // Нефть и газ. 1997. № 1.

10. Нефть Сургута. М.: Нефтяное хозяйство, 1997.

11. *Соболев М.А.* и др. Результаты импульсного воздействия на продуктивные коллекторы месторождений ОАО НК «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» / М.А.Соболев, А.А.Меркулов, Р.А.Слиозберг, Ю.Г.Улунцев // Каротажник. 1999. № 57.

12. *Хавкин А.Я., Сорокин А.В.* Энергетическая оценка методов интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 1999. № 6.