

Повышение нефтеотдачи сейсмическим воздействием на пласт

Апелюхин Н.П., Асан-Джалалов А.Г., Барабанов В.Л., Лавров В.С., Николаев А.В.
ЗАО "Геосвип", Институт проблем нефти и газа РАН, Институт физики Земли РАН, г. Москва

Развитие современных технологий увеличения нефтеотдачи сильнообводненных пластов происходит в направлении не столько увеличения их фильтрационных характеристик, сколько контроля характеристик межфазных поверхностей с учетом неоднородной многофазной насыщенности. Одним из перспективных вторичных методов нефтедобычи является метод, использующий возбуждение сейсмических колебаний в залежи с земной поверхности. Этот метод своеобразно сочетает управление как фильтрационными характеристиками нефтеводонасыщенных пластов, так и характеристиками их смачиваемости по отношению к пластовым флюидам.

Известно большое количество как косвенных, так и прямых экспериментальных подтверждений эффективности низкочастотного сейсмического воздействия на сильнообводненные нефтяные пласты с точки зрения снижения их остаточной нефтенасыщенности, т.е. увеличения их конечной нефтеотдачи.

Так, неоднократно зафиксированы случаи значимого влияния землетрясений на режим эксплуатации нефтяных скважин. Причем на снижение обводненности добывающих скважин влияли не столько близкие или дальние сильные землетрясения, сколько общее повышение сейсмической активности в прилегающих к месторождениям районах. Из натурных экспериментов с наземными сейсмическими источниками можно выделить следующие:

1. Бориславское нефтяное месторождение в Предкарпатье [1]. Глубина кровли пласта 178-235 м. В качестве источника сейсмических колебаний был использован вибратор ВР-17 мощностью 50 кВт при частоте колебаний 4 Гц. Вибровоздействие производилось в течение 3,5 суток. В результате было получено увеличение дебита нефти приблизительно на 10 % при неизменном дебите воды.

2. Месторождение Чагырташ в Киргизии [2]. Средняя глубина залегания продуктивных коллекторов 410-570 м. Вибровоздействие производилось с помощью двух наземных источников колебаний мощностью по 50 кВт каждый. Анализы газа показали заметное увеличение содержания в нем легких компонентов. В пробах нефти увеличился остаток при разгонке и снизилась температура кипения, что свидетельствовало об обогащении нефти легкими фракциями. В результате вибровоздействия, которое осуществлялось в течение 1 месяца, среднесуточная добыча выросла в 1,6 раза, а обводненность продукции снизилась на 20-25 %.

3. Месторождения Абузы, Убежинское и Зыбза-Глубокий Яр Северного Кавказа [3]. Глубина продуктивных пластов варьировала от 300 до 1200 м. В качестве наземных источников сейсмических колебаний использовались вибраторы СВ-10/100М и СВ-20/60. Наиболее сильный положительный эффект снижения обводненности получен на месторождении Абузы: содержание нефти после месяца вибрационных воздействий в диапазоне частот от 10 до 40 Гц увеличилось с 5-

15% до 10-20 %. На месторождении Убежинское, где средний процент обводненности составлял 50%, зафиксировано резкое увеличение разброса объемного содержания нефти при сохранении его среднего значения. На месторождении Зыбза был зафиксирован эффект увеличения содержания связанной воды в добываемой нефти.

4. Манчаровское нефтяное месторождение, Башкортостан [4]. Ударно-волновое воздействие на залежь осуществлялось мобильным импульсным источником большой мощности, снабженным специальным согласующим скважинным устройством. Излучатель был зацементирован в интервале продуктивного пласта на глубине 1280-1287 м. После каждого цикла воздействий, длительность которых достигала 1 месяца, наблюдалось резкое уменьшение обводненности добываемой продукции (в среднем, с 97,5 до 91,5%). Отмечено также вовлечение в разработку запасов нефти, имеющей повышенное содержание тяжелых фракций, парафинов, т.е. характеризующейся большей вязкостью и плотностью, чем нефть, добываемая традиционной технологией.

5. Мартенья-Тетеревское, Правдинское (Западная Сибирь) и Жирновское (Поволжье) месторождения [5]. В качестве источников сейсмического воздействия использовались мощные вибраторы типа ВРП-30/120 и ЦВ-100 с возмущающей силой до 1000 кН при частотах 6-12 Гц и электромагнитный молот МЭМ-30 с энергией удара 30 кДж и частотой 30-80 уд./мин. Все исследованные месторождения характеризовались высокой обводненностью добывающих скважин. В результате воздействия обводненность отдельных скважин снизилась более чем вдвое, дебит нефти увеличился, изменился качественный состав нефти и попутного газа. Отмечено, что этот эффект сохранялся относительно длительное время - до 4 месяцев после прекращения вибровоздействия.

6. Суторминское месторождение в Западной Сибири [6]. Нефтяной коллектор представлен чередованием песчаников и алевролитов, разделенных глинистыми прослоями. Обводненность добывающих скважин высокая и достигает 99 %. Вибровоздействие производилось в течение 1 месяца двумя источниками колебаний электродинамического типа. Реакция на воздействие обнаружена во многих скважинах в виде снижения обводненности или увеличения дебита жидкости, часто сопровождающегося повышением динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважин. Продолжительность эффекта вибровоздействия составила более 29 месяцев.

Коллектора нефтяных месторождений в большинстве своем характеризуются смешанным типом смачиваемости - крупные поры покрыты пленкой адсорбированной нефти и являются преимущественно гидрофобными, мелкие поры насыщены водой и являются преимущественно гидрофильными. При заводнении коллекторов со смешанной смачиваемостью происходит как бы встречное заполнение пор водой: от мелких пор к

ТЕХНОЛОГИИ ВИБРОСЕЙСМОРАЗВЕДКИ
ИСПЫТАНИЯ

крупным и от крупных к мелким. В результате, несмотря на увеличение общей продолжительности нефтеотдачи, увеличивается ее эффективность [7]. Это подтверждено результатами модельных экспериментов, а именно, максимум нефтеотдачи природных коллекторов достигается при степени гидрофобизации их внутрислойной поверхности от 30 до 60 %. Эта величина может существенно меняться в зависимости от минерального состава скелета пород-коллекторов, физико-химических свойств насыщающих жидкостей и от других факторов. Для чисто гидрофобных или чисто гидрофильных коллекторов эффективность нефтеотдачи ниже. Таким образом, если искусственно изменить параметры природной смачиваемости коллекторов в сторону их общей нейтральности, то можно увеличить подвижность заземленных макро- и микро-целиков нефти и тем самым увеличить коэффициент конечной нефтеотдачи коллектора.

Параметры смачиваемости природных поверхностей определяются преимущественно их структурой и физико-химическими характеристиками. Граница минерального скелета и жидкости в пористых средах является поверхностью контакта фаз разного химического состава и агрегатного состояния. Вследствие различия подвижностей отдельных молекул и ионов в жидкостях и адсорбционной способности минерального скелета, на этой поверхности возникает поперечная разность электрического и химического потенциала. В макроскопическом масштабе поверхность раздела фаз характеризуется краевым углом смачивания, выражающимся через соотношение коэффициентов поверхностного натяжения в системе твердый скелет - жидкость - жидкость.

Механизм влияния сейсмического воздействия на смачиваемость природных коллекторов нефтяных месторождений представляет собой сложную цепочку взаимосвязанных процессов. Сейсмическое воздействие приводит к возбуждению слабых электромагнитных полей в насыщенных пористых средах. Наиболее интенсивные поля генерируются в поле поперечных волн за счет периодических смещений двойного электрического слоя вдоль поверхности минеральный скелет-жидкость. Это проявляется в виде изменения эффективного краевого угла смачивания (а также и коэффициента растекания). При благоприятных обстоятельствах электромагнитные возмущения могут изменять смачиваемость природного коллектора в сторону ее большей нейтральности [8]. Изменение параметров смачиваемости природных коллекторов под влиянием сейсмического воздействия можно обнаружить и по косвенным признакам. В частности, это может проявляться в виде необратимых изменений естественного электрического потенциала насыщенных пористых сред, необратимых изменений порового (или капиллярного) давления, скачкообразных изменений относительных фазовых проницаемостей и т.д., вплоть до дополнительного выхода вытесняемой фазы, то есть снижения предельной остаточной насыщенности вытесняемой фазы.

Предложенный нами способ разработки обводненного нефтяного месторождения [9] осуществляется следующим образом.

На обводненном нефтяном месторождении, вскрытом, по меньшей мере, одной эксплуатационной и одной нагнетательной скважинами, определяется местонахождение одного и более

обводненных участков с неподвижной нефтяной фазой. Таким участками могут быть, в частности, затронутые системой заводнения, или крупные неоднородности фронтов вытеснения. Проводится построение диаграммы направленности излучения наземного сейсмического источника по поперечным волнам. Определяются по ней области максимальных амплитуд поперечных волн. Источник устанавливается таким образом, чтобы граница обводненного участка месторождения с неподвижной нефтяной фазой находилась в области максимальных амплитуд поперечных волн. Кроме того, определяются параметры смачиваемости обводненного участка месторождения с неподвижной нефтяной фазой, а продолжительность сейсмического воздействия выбирается в зависимости от их изменения.

Наиболее выгодным с технологической и экономической точек зрения является возбуждение сейсмических колебаний в пласте мощными вибрационными источниками сейсмических сигналов. Они обеспечивают легкое перемещение по площади при выборе места излучения, простой выбор амплитуды и частоты излучения и возможность группирования с целью создания направленного излучения. Самым простым выбором является применение стандартных источников сейсмических сигналов для сейсморазведки. Однако необходимый режим работы при вибровоздействии на пласт не является для них штатным и существует высокая вероятность выхода их из строя. Особенности работы вибратора в необходимом режиме следующие:

- постоянная работа на моночастоте в низкочастотной области (6-20 Гц)

- непрерывная работа в течение суток и более.

Это приводит к повышенным вибрационным нагрузкам на шасси и все элементы вибратора, а также к тяжелому тепловому режиму возбуждения вибраций, что вызывает его затирание и последующее заклинивание. В ЗАО "Геосвип" разработан и производится вибрационный источник, предназначенный для работы в таком режиме. От серийного источника его отличает повышенная виброизоляция платформы, на которой установлено оборудование, специальная конструкция возбудителя вибраций, допускающая работу на низких моночастотах длительное время. Кроме того, некоторые изменения введены в систему управления вибратором. Вибратор создан на базе шасси МоАЗ-6910, развивает динамическое усилие 30 тс, имеет частотный диапазон от 6 до 150 Гц и предназначен для работы при температуре окружающей среды от минус сорока до плюс пятидесяти градусов Цельсия.

Основой полевых геофизических наблюдений являются скважинные сейсмические наблюдения. Комплекс включает следующее оборудование:

- скважинный зонд на основе ССК-1 с трехкомпонентным геофоном;

- блоки управления, аппаратурно-программные комплексы для многоканальной (до 32 каналов) регистрации и первичной обработки данных;

- программное обеспечение для обработки и исследования полученной информации;

- сейсмокаротажный подъемник с бронированным кабелем длиной не менее 3000 м на шасси ЗИЛ-131;

- автомобиль для размещения измерительной аппаратуры и ежедневного сбора данных и контроля работы аппаратурного комплекса.



Эффективность предложенного способа подтверждена специальным экспериментом, проведенным на Барсуковском нефтяном месторождении в Западной Сибири. Глубина продуктивного пласта составляла 1740 м. Сейсмическое воздействие осуществлялось двумя стандартными сейсмическими вибраторами с максимальной амплитудой нагрузки 27 тс. В результате сейсмического воздействия, общая длительность которого не превысила 150 часов в течение 3 недель, средняя обводненность группы добываемых скважин на рабочем участке месторождения снизилась на 2-2,5 % при сохранении общего дебита добываемой жидкости. Радиус влияния сейсмического воздействия составил 0,6-1,2 км. Эффект сейсмического воздействия сохранялся еще по крайней мере в течение двух месяцев после его окончания [10].

Литература.

1. Снарский А.Н. Влияние инфразвукового поля на текущий дебит скважин // Изв. вузов. Нефть и газ. 1982. № 7. С. 34-35.
2. Симкин Э.М., Погосян А.Б., Лопухов Г.П. Вибросейсмический метод воздействия на обводненные нефтяные пласты. Результаты экспериментальных и промысловых исследований // В сб.: Фундаментальные и поисковые исследования механизма вытеснения нефти различными реагентами и создание технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: ВНИИОЭНГ. 1992. С. 105-112.

3. Барабанов В.Л., Гриневский А.О., Киссин И.Г., Перова Н.В., Славин С.С. Вибрационное сейсмическое воздействие на водо- и нефтенасыщенные среды: результаты полевых экспериментов // В сб. Сейсмическое воздействие на нефтяную залежь. М. 1993. С. 142-165.
4. Назмиев И.М., Андрейцев С.В., Горюнов А.В. Низкочастотное ударно-волновое воздействие: эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений 1997 № 12. С. 42-45.
5. Курпеля М.В., Сердюков С.В. Реакция флюидов нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие малой интенсивности // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 1999. № 2. С. 11-17.
6. Белоненко В.Н., Павлов М.В., Макуров А.Д. и др. Результаты применения вибросейсмической технологии на Суторминском месторождении // Нефтепромысловое дело. 2000. № 8-9. С. 18-22.
7. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М. Недра. 1992. 270 с.
8. Барабанов В.Л. Влияние сейсмического воздействия на смачиваемость нефтяных коллекторов и возможности резонансного возбуждения пульсаций тонких пленок и капель нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 67-72.
9. Патент № 2197603. Способ разработки обводненного нефтяного месторождения / Авторы: Асан-Джалалов А.Г., Барабанов В.Л., Звездов А.В., Лавров В.С., Мартос В.Н., Николаев А.В., Севальнев А.В. МКИ Е 21 В 43/16. 27.01.2003. Бюл. № 3.
10. Barabanov V.L., Nikolaev A.V. Seismic action on oil reservoirs // Nonlinear Acoustics at the Beginning of the 21st Century. V. 2. Moscow. 2002. P. 1169-1172.

ПИСЬМО В РЕДАКЦИЮ

От редакционной коллегии

Уважаемый главный редактор!

В вашем журнале "Приборы и системы разведочной геофизики" №02/2004 г. была опубликована статья директора ЗапСибНИИГГ (г. Тюмень) Шнурова И.В. и других сотрудников института "Всероссийское совещание по проблемам сертификации геофизического оборудования". В этой статье неправильно освещена роль ЕАГО, как сертификационного центра геофизической продукции. В частности, в ней говорится, что "существующая система сертификации, основанная на стандартах, разработанных на общественных началах Евро-Азиатским геофизическим обществом, не имеет мирового признания". Это неверно. У ЕАГО самые тесные контакты с зарубежными сервисными компаниями, которые ведут свою работу на территории России, и, прежде всего, с наиболее крупной и авторитетной среди них "Шлюмберже". Наша система сертификации, так же как и сертификация "Шлюмберже", добровольная. Специалисты "Шлюмберже", знают о системе сертификации ЕАГО и относятся к ней с должным уважением. Наша задача - сделать российскую систему, по крайней мере, не хуже западной. Далее в статье говорится: "...ни один из видов сертификации ЕАГО не будет официально признан, пока не пройдет проверку на соответствие заявленных характеристик независимой экспертизой на специальных сертификационных центрах". Что означает "официально признанным"? Кем? Министерством? Государством? Но оно в соответствии с законом РФ "О техническом регулировании" не будет этим заниматься. Наша сертификация ЕАГО признана Российскими геофизическими и приборостроительными компаниями, что было доказано 10-летней работой Сертификационного центра ЕАГО. Сертификаты ЕАГО успешно используются ими при производстве товаров на рынке геофизических услуг и признаются заказчиками. Это - главное. В нашей системе уже давно существует несколько испытательных лабораторий и центров по сертификации геофизической продукции, где проводятся независимые экспертизы различных видов геофизической аппаратуры и оборудования.

Публикация в Вашем журнале статьи И.В. Шнурова и уже с ним показывает о незнании ими, и, вполне вероятно, другими геофизическими организациями и компаниями реальной деятельности ЕАГО в сфере сертификации геофизической продукции. В этой связи прошу Вас разместить в Вашем журнале статью "Системе сертификации геофизической продукции в РФ 10 лет", опубликованную ранее в "Геофизическом вестнике" № 6 2004г. с целью ознакомления с реальным состоянием данного вопроса в отечественной геофизике Ваших читателей.

Президент ЕАГО

Н.А. Савостьянов

Редакционная коллегия с пониманием относится к беспокойству Н.А. Савостьянова за судьбу процесса сертификации геофизического оборудования в Российской Федерации, и по его просьбе повторит на страницах журнала в одном из ближайших номеров статью "Системе сертификации геофизической продукции в РФ 10 лет", ускользнувшую от внимания некоторых читателей "Геофизического вестника" № 6 за 2004 год. Более того, мы анонсируем материал В.С. Симанова и А.В. Стакло "Федеральный закон "О техническом регулировании" и вопросы его реализации в геофизике", который для удобства читателей дадим в том же журнале.

Полагаем, вместе с тем, что если молодые, богатые и по-хорошему агрессивные регионы нашей большой Родины выражают готовность пройти на ниве сертификации свой собственный путь, может быть отличный от славного пути ЕАГО, это только усилит интригу и создаст как воздух необходимую конкурентную атмосферу в решении животрепещущей проблемы представительной оценки соответствия, как новых, так и уже работающих образцов геофизической аппаратуры.