

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ЭФФЕКТА ИХ СЕЙСМИЧЕСКОЙ НЕУПРУГОСТИ

М. Б. Рапопорт, Л. И. Рапопорт, В. И. Рыжков
(РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, ИПНГ РАН)

Эффект сейсмической неупругости залежей углеводородов установлен нами экспериментально по прямым измерениям методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в скважинах, пробуренных на многих месторождениях нефти и газа в различных геологических условиях. Он заключается в аномальном увеличении в залежах (независимо от типа коллектора) частотно-зависимого поглощения и дисперсии фазовой скорости сейсмических волн, что позволяет использовать эти атрибуты в качестве индикаторов углеводородов. При заполнении пор водой роста значений параметров-индикаторов не отмечается. Сопоставление результатов, полученных по наземным и скважинным сейсмическим данным, подтвердило, что выявленный эффект может быть измерен и на поверхности.

В последние годы авторам удалось значительно усовершенствовать метод, и в таком виде полученные результаты получили известность в России и за рубежом. Опыт применения метода обсуждался на заседании ЦКР Минтопэнерго, где получил одобрение и рекомендован к внедрению. В 1992—2001 гг. авторы сделали 12 докладов на всемирных (SEG, IGRC), европейских (EAGE) и других геофизических конференциях, что вызвало интерес специалистов и привлекло внимание к проблеме.

В современной модификации метод ПДС (поглощение и дисперсия скорости) используется в Западной Сибири, Краснодарском и Ставропольском краях, где получено подтверждение прогноза бурением ряда скважин. Опытные исследования выполнены в Индии, Вьетнаме, Колумбии. Авторами широко применяется комплексирование двух независимых прямых методов (метод изучения неупругости и метод AVO).

ИНТЕРПРЕТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ МЕТОДА ПДС

Авторы в течение многих лет изучали поглощение сейсмических волн. Уже на ранней стадии работ оказалось, что залежи УВ отличаются от вмещающей среды аномальным частотно-зависимым поглощением, которое может служить сейсмическим индикатором УВ. На этой стадии по эффекту аномального сейсмического поглощения были открыты месторождения нефти и газа, главным образом, в Восточной Сибири. Дальней-

В статье изложена новая технология прогноза залежей углеводородов по сейсмическим данным. На большом числе практических примеров показано, что залежи углеводородов обладают сильными неупругими свойствами, которые могут быть измерены по наблюдениям в скважинах и на поверхности. Этот эффект положен в основу метода ПДС (поглощение и дисперсия скорости), разработанного авторами. Рассмотрены примеры его применения на различных этапах поисков и разведки месторождений нефти и газа, в различных геологических условиях.

The effect of seismic inelasticity of the oil and gas fields has been measured experimentally from borehole seismic (VSP). VSP data obtained in dozens wells drilled in different geological conditions were analysed. In all cases the strong increasing of frequency-dependent attenuation and velocity dispersion take place at pay-zone depths.

шее развитие работ подтвердило диссипативную природу наблюдаемого эффекта и привело к открытию нового — дисперсии фазовой скорости сейсмических волн в залежах УВ. Вне залежи скорость от частоты не зависит, поэтому дисперсия скорости стала новым индикатором УВ. Их совместное использование повышает надежность выявления УВ по эффектам сейсмической неупругости. Эти эффекты отчетливо наблюдаются при измерении в скважинах (ВСП) и на поверхности (метод ОГТ).

В практике сейсморазведки широко используются скорость сейсмических волн и параметры, связанные с ней: амплитуда (коэффициент отражения), волновое сопротивление, зависимость амплитуды от угла падения. На их анализе основаны распространенные интерпретационные пакеты для изучения свойств резервуаров нефтегазовых месторождений.

Скорости продольных и поперечных волн в пластах зависят от многих факторов: литологии, пористости, типа и физических свойств порового флюида, напряжений в скелете, давления во флюиде и др. Наиболее важными из них при интерпретации сейсмических данных являются пористость и тип флюида. Однако трудно разделить влияние этих факторов, используя только вышеуказанные параметры.

Особенностью методов интерпретации, основанных на использовании связанных со скоростью параметров, является предположение об идеальной упругой модели среды. Многочисленные эксперименты с использованием данных МОГТ и ВСП показали, что наличие углеводородов приводит к сильному частотно-зависимому поглощению сейсмических волн, достигающему по величине декремента значений более 0,1 (добротность менее 30) [1—5]. При этом во всех экспериментах аномальное поглощение отсутствовало в непродуктивных скважинах вне контура залежи, даже если коллекторские свойства оставались те же. Это позволило заключить, что наблюдаемое аномальное поглощение сейсмических волн обусловлено углеводородами.

Повышенное поглощение независимо от механизма диссипации сейсмической энергии, должно сопровождаться дисперсией фазовой скорости сейсмических волн [7]. Скорость начинает расти с частотой.

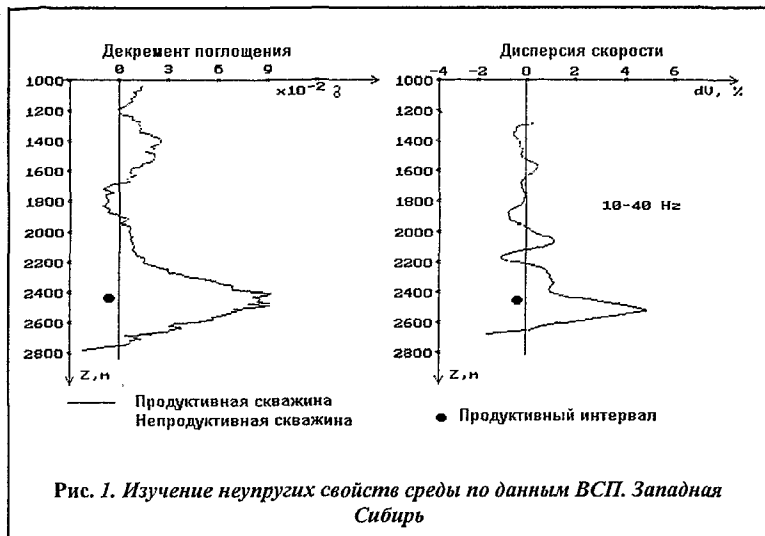


Рис. 1. Изучение неупругих свойств среды по данным ВСП. Западная Сибирь

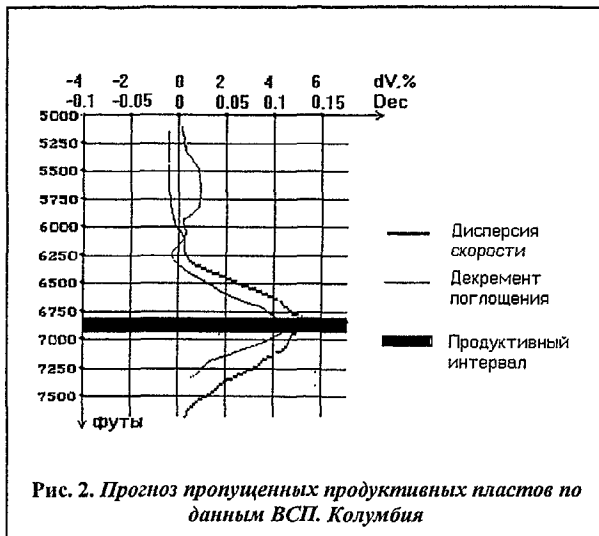


Рис. 2. Прогноз пропущенных продуктивных пластов по данным ВСП. Колумбия

Такая связь вытекает из фундаментального принципа причинности и описана для модели линейной неидеально упругой среды. Хотя реальная среда в области залежи может быть существенно нелинейной, полагаали, что по экспериментальным данным должна наблюдаться связь между поглощением и дисперсией скорости.

В литературе по сейсморазведке дисперсия скорости на низких сейсмических частотах ранее не описывалась. Лишь сравнением измерений в скважинах на сейсмических и акустических частотах удавалось заметить небольшие различия (около 1 %).

В действительности обнаружена значительная дисперсия скорости продольных волн при анализе данных ВСП в продуктивных скважинах [6]. Авторы провели специальную обработку данных ВСП более чем в 20 скважинах, из которых 18 были продуктивными. Во всех продуктивных скважинах на глубинах залежей нефти и газа обнаружена сильная положительная (рост с частотой) дисперсия скорости до 5 % в диапазоне частот 10...70 Гц, которая хорошо коррелируется с интервалом повышенного поглощения. Вне продуктивных интервалов и в пустых скважинах наблюдался фоновый уровень дисперсии обоих знаков (до ±1 %). Так как измерения скоростей были возможны при осреднении в интервале глубин не менее 80...100 м, а толщина продуктивных слоев гораздо меньше, реальная дисперсия в пласте должна быть еще сильнее.

На рис. 1 приведен пример изучения неупругих свойств среды по данным ВСП в двух близкорасположенных скважинах — пустой и продуктивной (Западная Сибирь). Аномальные значения дисперсии скорости и поглощения в области продуктивного интервала в несколько раз превышают уровень фоновых значений.

Измерения в скважинах (ВСП) полезны как параметрические, но

они могут иметь и разведочную ценность, позволяя выделить пропущенные при каротаже продуктивные толщи. На месторождении Rio-Zulia в Колумбии, находящемся в завершающей стадии разработки, в пустой скважине было выполнено ВСП. Цель работ — точная привязка данных наземной сейсморазведки. В результате обработки по методу ПДС выше по разрезу выявлен интервал повышенного поглощения и дисперсии скорости (рис. 2). При опробовании был получен приток нефти. Запасы месторождения приращены вдвое.

Таким образом, высокое поглощение энергии продольных сейсмических волн и дисперсия их скорости в области залежей УВ указывают на наличие сильного механизма диссипации энергии в нефтегазовых залежах в низкочастотном диапазоне и отсутствие этого механизма в окружающей среде.

РАЗВЕДКА И ДОРАЗВЕДКА НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Эта задача названа первой, так как она наиболее проработана и опробована. В основу положено выявление эффектов сейсмической неупругости, изучаемых по данным сейсморазведки 2D или 3D. Последняя позволяет изучать резко неоднородные залежи.

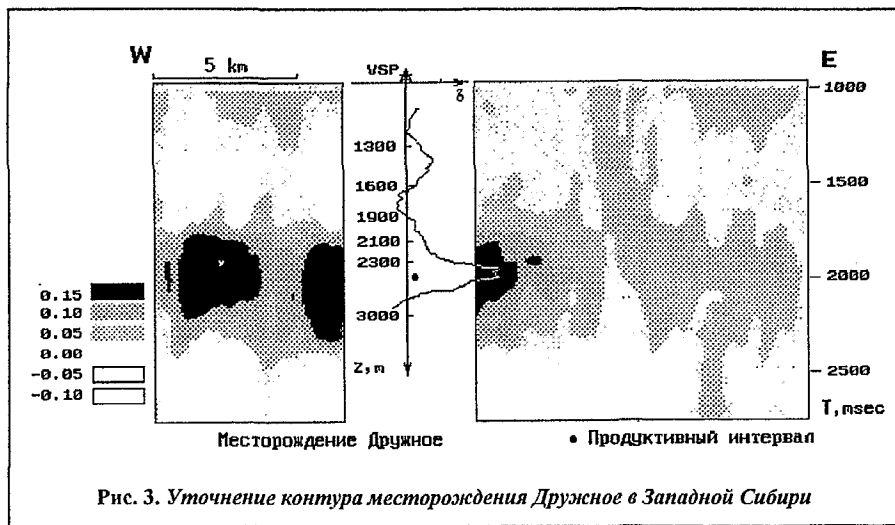


Рис. 3. Уточнение контура месторождения Дружное в Западной Сибири

Наблюдения в скважинах (ВСП) дают возможность более строго связать выявляемые аномалии с залежами. Калибровка параметров-индикаторов по результатам испытаний скважин (на данном или аналогичном соседнем месторождении) необходима для определения порогового уровня, соответствующего контуру залежи. При этом могут быть выявлены (независимо от литологии и типа ловушки) непродуктивные участки внутри залежи, продуктивные участки вне ее (месторождения-спутники), уточнен контур. Среди возможных типов ловушек отметим такие, как клиноформы ачимовских отложений Западной Сибири. Но во всех случаях, даже при сводовых ловушках, использование описанного метода позволяет повысить успешность бурения, так как всегда возможны ошибки структурных построений и изменения литологии [4, 8].

Основным мешающим фактором при изучении поглощения и дисперсии скорости сейсмических волн по данным ОГТ является слоистость реальной среды. Наличие в реальной среде пластов толщиной менее длительности зондирующего сейсмического сигнала приводит к интерференции однократных и многократных отражений. Такая среда имеет неравномерную амплитудную и фазовую частотные характеристики, что является проблемой при определении частотно-зависимых поглощающих свойств среды по отраженным волнам. Для ослабления влияния помех на оценки декремента поглощения в достаточно больших (300...500 мс) временных окнах применяются устойчивые методы спектрального оценивания и расчета параметров. При таком подходе изучаются интегральные эффекты влияния залежи углеводородов на волновое поле, приводящие к изменению частотного состава колебаний.

На рис. 3 показан разрез декрементов поглощения по сейсмическому профилю на месторождении в Западной Сибири с врезанной кривой поглощения, полученной по данным ВСП. Значения декрементов более 0,15 здесь соответствуют залежи, которая в средней части обводнена. Область обводнения четко выделяется на разрезе декремента поглощения. Наличие нескольких близко расположенных пластов привело к тому, что регистрируется суммарный эффект и пласты не разделены на разрезе декрементов поглощения [5].

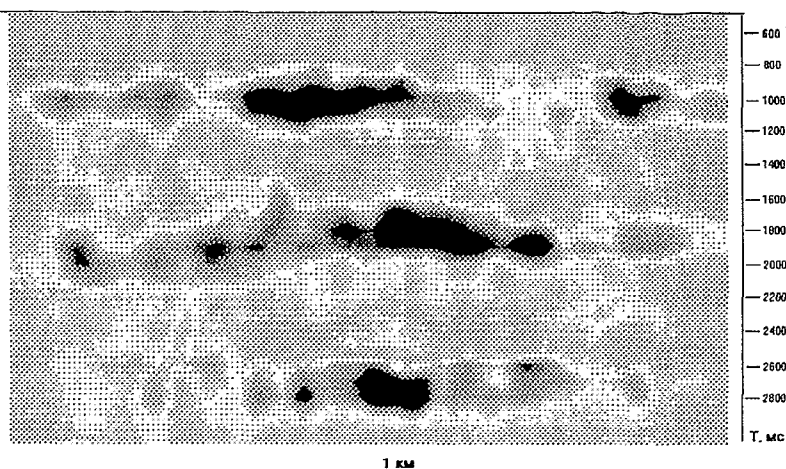


Рис. 4. Уточнение контура месторождения Восточно-Первальное в Западной Сибири

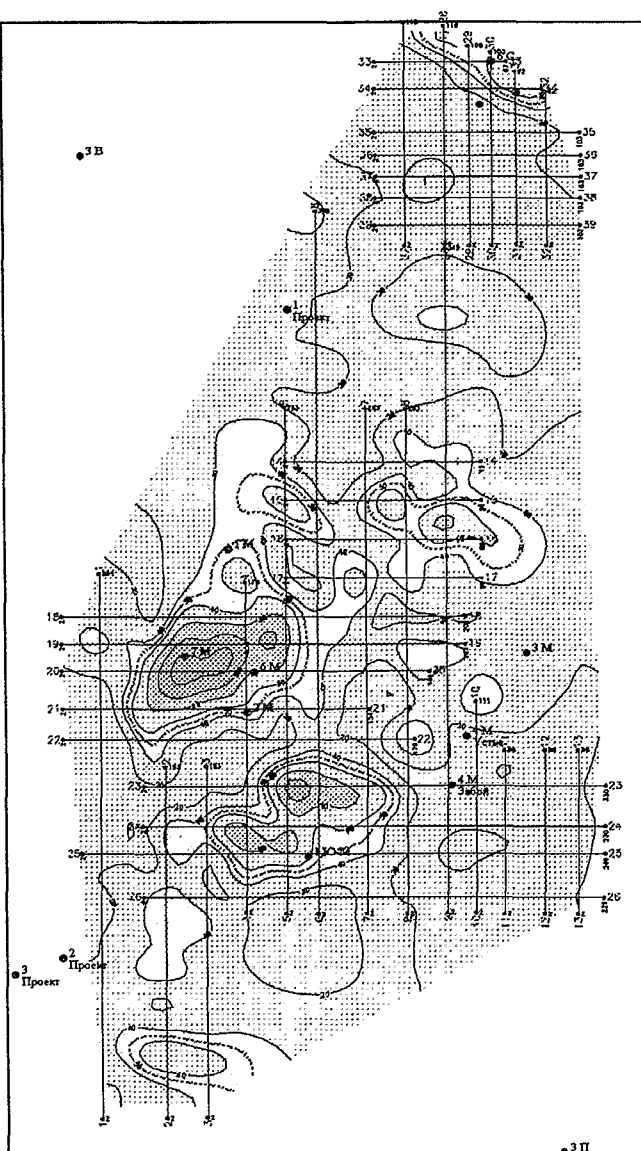


Рис. 5. Прогноз небольших залежей по данным сейсморазведки 3D

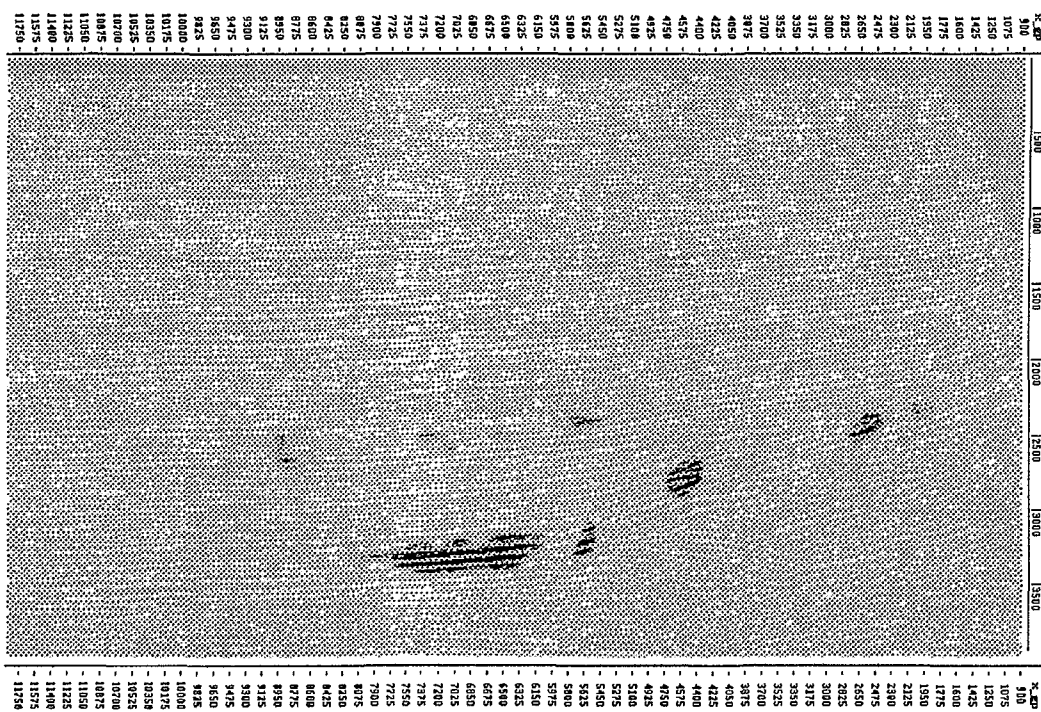


Рис. 6. Изучение нефтегазового потенциала слабоизученных областей

На рис. 4 показан разрез по многопластовому нефтегазовому месторождению в Западной Сибири. В верхней части ясно видна аномалия поглощения, соответствующая газовым пластам сеноманского возраста, в средней части — основная нефтяная залежь, приуроченная к пластам группы АС. Нижняя аномалия отвечает юрским отложениям. Интервалы продуктивности достаточно удалены друг от друга, и эффекты от них можно изучать раздельно.

На рис. 5 показана карта декрементов поглощения, полученная при обработке по методу ПДС данных сейсморазведки 3D. В западной части карты четко выделяется известная залежь. Уточнены ее контуры. Южнее выявлена перспективная область, которая была подтверждена бурением. На севере просматривается край известного месторождения.

ПОИСКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

На поисковом этапе отсутствуют продуктивные и непродуктивные скважины, данные об их испытаниях, необходимые для калибровки. Поэтому по выявленным аномалиям (одновременно поглощения и дисперсии скорости), при их устойчивости к выбору параметров обработки, можно выделить наиболее перспективные участки. При этом учитывается, естественно, их структурно-тектоническое положение. Возможна разбраковка выделенных структур.

На рис. 6 приведен пример изучения нефтегазового потенциала неизученной скважинами площади в Краснодарском крае [9]. Выявлены наиболее перспективные для бурения области.

ДРУГИЕ ЗАДАЧИ, ДЛЯ РЕШЕНИЯ КОТОРЫХ ИСПОЛЬЗУЮТ ДАННЫЕ МЕТОДА ПДС

Мониторинг эксплуатации месторождений. Задача сейсмического мониторинга особенно актуальна на шельфе из-за минимального числа буримых скважин. Но и на суше возможны случаи, когда контроль контура по наблюдательным скважинам недостаточен. Это в первую очередь относится к изучению целиков, например, на Самотлоре. Для мониторинга нужны повторные сейсмические наблюдения. При их разработке должны быть использованы все возможные сейсмические индикаторы.

Контроль ПХГ. Эта задача близка к предыдущей. Обычно на подземных хранилищах газа и жидких углеводородов сейсморазведка проводится только для построения модели, до закачки УВ. Но неполнота модели часто приводит к тому, что закачанные УВ распределяются совсем иначе, не согласуясь с моделью. Поэтому изучение действительного распространения УВ создает возможности для повышения эффективности подземного хранения.

Изучение техногенных залежей углеводородов. Предложенный подход может быть использован в модификациях высокочастотных сейсмических зондирований при изучении утечек углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последнее время интерес в мире к способам изучения сейсмической неупругости среды значительно вырос. Объявлен ряд международных научных проектов, направленных на исследование описанных эффектов [10]. Нет сомнений, что через определенное

время технология поисков и разведки углеводородов, разрабатываемая авторами десятки лет, перестанет быть уникальной и российские нефтяные компании будут широко использовать новую эффективную западную технологию, основанную на изучении сейсмической неупругости среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рапопорт М.Б., Рапопорт Л.И., Рыжков В.И. Эффект сейсмической неупругости залежей углеводородов и его использование при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 8. — С. 19—23.
2. Рапопорт М.Б., Рапопорт Л.И., Рыжков В.И. Поглощение и дисперсия скорости сейсмических волн в залежах углеводородов // Тез. докл. Второй Междунар. конф. SEG. — М., 1993.
3. Рапопорт М.Б., Рапопорт Л.И., Рыжков В.И. О влиянии залежей углеводородов на сейсмическое волновое поле

// XII Губкинские чтения. — М., 1995.

4. Рапопорт М.Б., Рапопорт Л.И., Рыжков В.И. Usage of seismic waves absorption method in exploration of hydrocarbons: Abstract of papers, 54 EAEG Meeting, Paris. — 1992.
5. Рапопорт М.Б., Рапопорт Л.И., Рыжков В.И., Пarnikel V.E., Kately V.A. Method AVD (Absorption and Velocity Dispersion): Testing and Using on the oil deposit in Western Siberia, Abstract of papers, 56 EAEG Meeting, Vena. — 1994.
6. Ryjkov V.I., Rapoport M.B. Study of a seismic inelasticity from VSP: Abstract of papers, 56 EAEG Meeting, Vena. — 1994.
7. Рапопорт М.Б., Рыжков В.И. Seismic velocity dispersion: An indicator of hydrocarbons: Abstracts of papers, 64 SEG Meeting, Los Angeles. — 1994.
8. Рапопорт М.Б., Рыжков В.И., Рапопорт Л.И., Girshgorn L.Sh. etc. Interpretation of seismic inelasticity effects in oil and gas prospecting., 65th Ann. Internat. Mtg., SEG. — 1995.
9. Рапопорт М.Б., Рыжков В.И., Рапопорт Л.И., Parnikel V.E., Kateli V.A., Binkin I.G. The oil prospecting using seismic attributes as predictors of reservoir properties and fluid saturation. — 67th Ann. Internat. Mtg., SEG. — 1997.
10. Q Project. First Break. — 2001. — № 3.

РАЗРАБОТКА

УДК 622.276.038:532.5

НЕЛИНЕЙНЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В АНИЗОТРОПНЫХ ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

В. М. Максимов, Н. М. Дмитриев
(ИПНГ РАН)

Для нефтегазовой отрасли, наряду с задачами течения вязкопластичных жидкостей (ВПЖ) в трубах, большой интерес представляют задачи фильтрационного течения ВПЖ. Для изотропных пористых сред фильтрационные течения ВПЖ описываются законом фильтрации с предельным (начальным) градиентом и достаточно хорошо изучены [1, 2]. Однако реальные пористые среды, как правило, обладают анизотропией фильтрационных свойств. Фильтрация ВПЖ в анизотропных пористых средах практически не изучена из-за отсутствия экспериментальных данных, которые в свою очередь невозможно получить из-за отсутствия теоретических основ: законов фильтрации, условий начала течения и т. д. Результаты отдельных работ, в которых рассматривались частные типы анизотропии, не дают возможности сформулировать общие принципы и проанализировать возможные эффекты, проявление которых обуславливается вязкопластичными свойствами неньютоновской жидкости. Вместе с тем применение методов кристаллофизики и теории нелинейных тензорных функций [3—5], позволяет дать методы построения определяющих уравнений теории фильтрации ВПЖ в анизотропных пористых средах. Анализ законов фильтрации для ВПЖ в трансверсально-изотропных и ортотропных пористых средах показал, что при построении определяющих уравнений необходимо различать тензоры коэффициентов проницаемости и предельных градиентов, которые могут обладать различной симметрией фильтрационных свойств, и что закон фильтрации многовариантен и допускает одно-, двух- и трехмерные фильтрационные течения.

1. Для количественного описания фильтрационного течения ВПЖ воспользуемся стандартной идеализированной моделью, в которой пористая среда представляется в виде периодической решетки, образованной взаимно перпендикулярными цилиндрическими капиллярами [6, 7]. Каждую систему капилляров наделим своим диаметром (d_α) и периодом укладки (a_α), $\alpha = 1, 2, 3$. При построении определяющих уравнений в идеализированных

Выведены все возможные варианты соотношений, описывающих фильтрацию ВПЖ в анизотропных пористых средах. Сформулированы условия начала течения. Показано, что закон фильтрации ВПЖ допускает одно-, двух и трехмерные формулировки уравнений течения. It's deduced all possible variants of relations describing VPF flow in anisotropic porous media. The flow onset conditions are formulated. It was shown that flow laws for viscoplastic fluids admits one-, two- and three-dimensional formulations.