

Развитие методов предсказания трещиноватости на основе сейсморазведки 3D требует совершенствования аппаратуры, предназначенной для прямых скважинных измерений трещиноватости

■ Афонасин В.В., Масюков В.В., к.ф.-м.н., ООО «Славнефть-НПЦ», г. Тверь

Введение

В последнее время начинается активное эксплуатационное бурение в Восточной Сибири, связанное, в частности, с необходимостью наполнения строящихся нефтепроводов. При этом в профессиональной среде все большее понимание вызывают трудности освоения месторождений Восточной Сибири, для которых характерны древние трещинно-кавернозные резервуары. Поэтому проблема исследования и предсказания петрофизических свойств таких сложных объектов является чрезвычайно актуальной задачей [13-16]. Основой для заложения новых скважин обычно являются результаты обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D. Однако при прогнозировании свойств трещинных коллекторов возникает принципиальная проблема исходных данных в скважинах. Что прогнозировать?

В методических рекомендациях Министерства природных ресурсов 2003 года [9] по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом указывается, что практически все измерения, полученные на керне, для трещинных коллекторов являются недостоверными. В том числе пористость, проницаемость, электрическое сопротивление, остаточная нефтенасыщенность и водонасыщенность, скорость распространения ультразвука, диффузионно-адсорбционная активность и др. Это легко понять, просто представив какой керн извлекается из целевого пласта, если при бурении скважин в трещинных коллекторах часто имеет место провал

бурового инструмента, аномальное поглощение бурового раствора (иногда десятки кубов на 1 м проходки). А поскольку данные керны при таких условиях недостоверны, то не могут быть откалиброваны должным образом и данные интерпретации ГИС. В лучшем случае мы можем предсказать по этим данным пористость и другие петрофизические характеристики коллекторов в условных единицах, а это не позволит реально выйти на оценку запасов. Авторы также считают опасным попытки предсказания добычных параметров в силу неизбежного волюнтаризма при подготовке исходных данных для прогнозирования [5]. На что же можно опираться при прогнозировании свойств таких сложных коллекторов? На прямые измерения трещиноватости в открытых стволах (преимущественно горизонтальных стволах) скважин с помощью специальных имиджеров трещиноватости, основанных на акустических или электрических принципах.

Такие приборы начали активно разрабатываться еще с восьмидесятых годов прошлого века [2]. В настоящий момент существует большое разнообразие таких приборов. Мы в своей практике, в частности, имели дело с имиджерами FMI, UBI (Schlumberger), CMI (Weatherford), STAR (Baker Hughes), прибором CAC-90 (НПФ «Геофизика») и др. Они характеризуются различными принципами работы (акустические или электрические), особенностями конструкциями и, как следствие, различными техническими характеристиками (весом, размером,

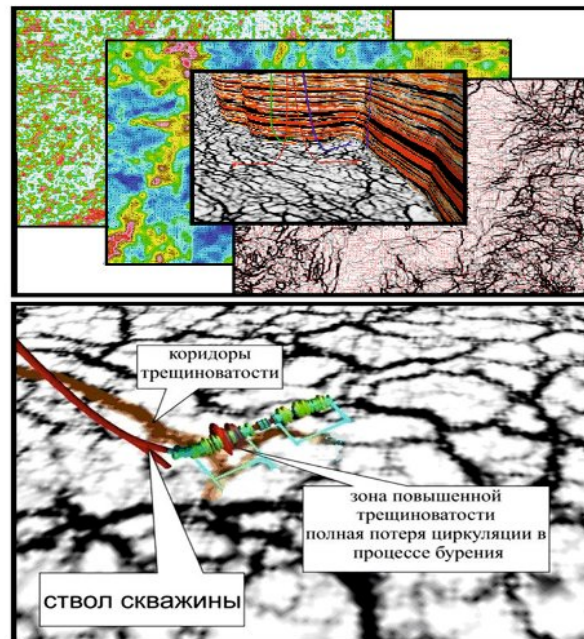
заявленной разрешающей способностью, помехоустойчивостью, ограничениями использования и т.п.). В этом специалисты нашего центра могли убедиться лично, непосредственно сопоставляя данные разных сканеров трещиноватости, полученные в одних и тех же скважинах. Различия наблюдались существенные, причем даже у приборов различных типов, но одного производителя (Schlumberger). Таким образом, совместное использование данных, полученных различными приборами на одной площади в настоящий момент, как минимум, затруднительно [5]. Более того, возникает проблема пересчета выявленных имиджерами трещин в трещинную пористость [9,11]. Для этого требуется четкое понимание того, что эти приборы реально измеряют! Все это приводит к тому, что совершенствование сейсмических методов и их использование для исследования трещинных коллекторов требует развития методов прямого измерения трещиноватости в стволах скважин.

1. Успехи сейсморазведки: технология «синергетические сингулярности» (SS) и «куб открытой трещиноватости» (CFC).

В последнее время наблюдаются серьезные успехи в качественном и количественном предсказании свойств трещинных коллекторов углеводородов на основе сейсморазведки 3D (рис. 1).

В частности, в работах [13-17] была развита технология «Синергетические сингулярности» (SS), которая была успешно использована для отображения и анализа трещинных коллекторов Восточной Сибири.

Эта технология, несмотря на ряд уникальных алгоритмов, лежит в русле традиционных подходов [20]. А именно,



▲ Рис. 1 Сейсмические атрибуты, используемые для качественного и количественного прогнозирования свойств трещинных коллекторов: показатель анизотропии, энергия незеркальной компоненты сейсмического поля, «синергетические сингулярности». Внизу рисунка визуальное сопоставление трещиноватости по скважинным данным с атрибутом «синергетические сингулярности».

сначала выделяются особенности сейсмического поля на основе оценки его когерентности, а затем эти особенности усиливаются (подчеркиваются) с помощью алгоритмов типа ACS (Ant Colony Simulation) [18]. В работе [13] проведено сравнение технологии SS с конкурирующими технологиями и показаны ее преимущества.

На конференции Сейсмические Технологии – 2016 [5] были представлены первые результаты по построению «куба открытой трещиноватости» (Conductive Fractures Cube), на основе прецизионного вычисления энергии и анизотропии незеркальной компоненты сейсмического поля [1, 6, 18]. Надо отметить, что использование рассеянной (незеркальной, дифракционной) компоненты

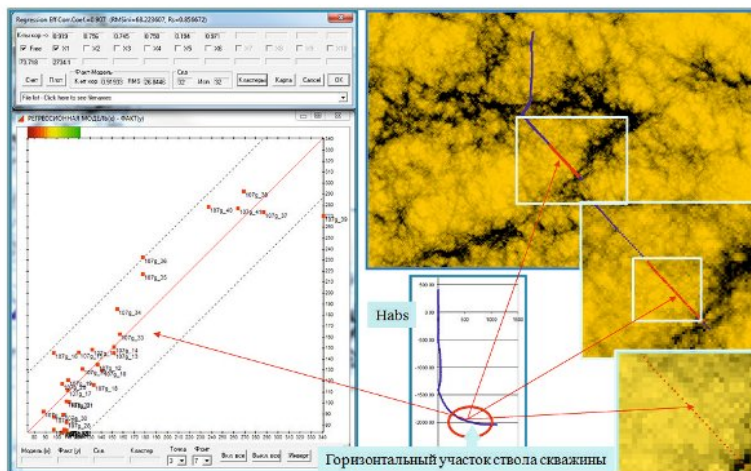


Рис. 2. Иллюстрация анализа корреляции сейсмических атрибутов с данными микроимиджеров трещиноватости в горизонтальных стволах.

сейсмического поля [3] для оценки особенностей геологической среды осуществляется на практике достаточно давно [21]. Более того, в инструкциях Министерства природных ресурсов и Государственного Комитета по запасам рекомендовано [5] использование поля рассеянных волн в качестве одного из основных атрибутов при предсказании свойств трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов. Но только совершенствование компьютерных технологий, в частности параллельных вычислений, позволили вывести результаты в этой области на новый уровень [1,19]. Кроме того, новизна нашего подхода заключается в использовании априорной информации [5] – направления внешнего стресса (обычно оно известно уже на этапе разведки месторождения и достаточно устойчиво по площади).

Фактически, мы вычисляем три куба – куб энергии незеркальной компоненты, куб анизотропии и куб азимутов.

Азимутальное распределение энергии незеркальной компоненты у нас [5] аппроксимируется формулой:

$$E(\varphi) = E_0 + E_1 \cos^2(\varphi - \varphi_1) \quad (1)$$

где E_0 – изотропное слагаемое, а φ_1 – главное направление рассеяние. Пусть на площади 3D-съемки априори известно направление (азимут) главного регио-

нального сжатия φ_s . В этом случае можно считать, что трещины, азимуты простираения которых близки к φ_s , будут открытыми, а в перпендикулярном направлении – преимущественно закрыты. Поэтому в работе [5] предложено считать куб потенциально открытой трещиноватости (CFC) на основе формулы:

$$E(\varphi_s) = E_0 + E_1 \cos^2(\varphi_s - \varphi_1 + \frac{\pi}{2}) \quad (2)$$

Эффективность использования куба трещиноватости подтверждается хоро-

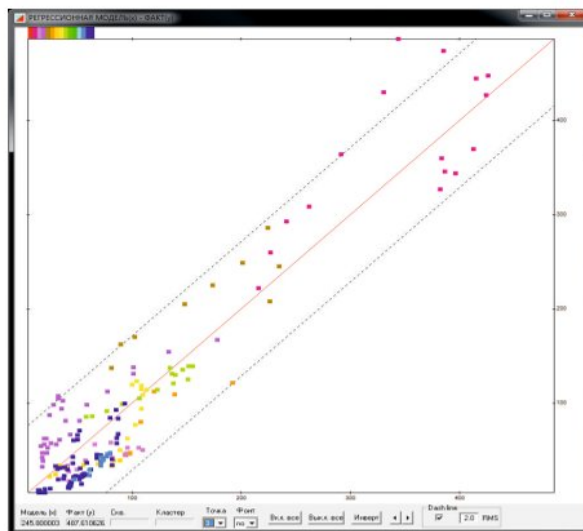


Рис.3 Кросс-плот трещиноватости (по данным микроимиджеров) в горизонтальных стволах 11 скважин с кубом открытой трещиноватости (CFC). Использованы 187 точек, коэффициент корреляции 0.94. Цветами выделены точки горизонтальных участков стволов различных скважин.

шей корреляцией седиментационных срезов этого куба в целевом интервале с данными микроимиджеров в горизонтальных стволах (рис. 2).

Общий кросс-плот по 11 скважинам представлен на рисунке 3. Всего в регрессии использованы 187 точек (что соответствует примерно 5 км горизонтальной проходки). Эффективный коэффициент корреляции составил 0.94 [7, 8]. Цветами на графике дифференцированы точки, относящиеся к разным скважинам. Регрессия использовалась без свободного члена, что соответствует физическому смыслу предложенного атрибута. При этом не было никакого произвольного отбраковывания точек (было отбрасывание только с концов горизонтальных участков, что вполне оправдано).

Все это говорит о серьезных успехах сейсморазведки в области оценки свойств трещинной среды. Однако практическое эффективное применение этих инновационных технологий в настоящее время ограничивается качеством и объемом данных измерений трещиноватости в скважинах.

2. Технологии измерения трещиноватости в скважинах нуждаются в совершенствовании.

Еще раз подчеркнем, что эффективность прогнозирования трещинных коллекторов проверяется бурением, а детальные количественные оценки связи прогноза трещиноватости и измеренной трещиноватости в скважине удастся провести [5] только в горизонтальных стволах (рис. 2). Прежде всего, потому что в горизонтальных стволах мы имеем представительную выборку (шаг точек 25-50 м, объем выборки обычно несколько десятков точек), что существенно для оценки значимости статистической связи

[6,7,11]. Если же каждая скважина представляет всего одну точку на кросс-плоте, то объем выборки (обычно менее 10 точек) часто является недостаточным для оценки тесноты связи на этапе разведки. Необходимо отметить, что при сопоставлении в красных точках (рис. 2) оценки трещиноватости по сейсмическому атрибуту и по имиджеру, данные имиджера, полученные с меньшим шагом, сглаживались, чтобы соответствовать по частотности (латеральной разрешенности) данным сеймики. В некоторых случаях допустим также некоторый сдвиг данных (целиком) вдоль ствола скважины, очевидно исправляющий ошибки позиционирования измерительной системы. Как отмечалось выше, непозволительно выбрасывать ни одну точку данных, за исключением начала и конца горизонтального участка. То есть нужен честный, но кропотливый подход к подготовке исходных данных для корреляционного и регрессионного анализа в каждой скважине. У нас получилось, что для всех типов имиджеров трещиноватости для горизонтальных участков стволов (с перепадом по абсолютной глубине менее 10 м) в 15 скважинах наблюдается значимая статическая связь [5, 7, 8] с сейсмическим кубом «открытой трещиноватости» (CFC).

Однако, несмотря на существенный прогресс в области оценки трещиноватости на основе сейсморазведки 3D, добиться эффективного предсказания свойств трещинного коллектора для оптимизации эксплуатационного бурения пока не представляется возможным. Построить хороший площадной прогноз с выделением перспективных мест для бурения (естественно не только на основе куба CFC, но и детального лито-

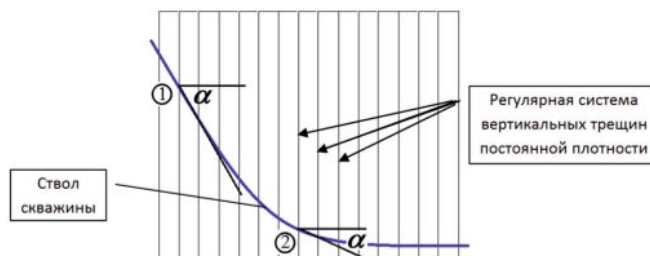
фациального анализа и т.п.) нельзя, т.к. корреляционные связи найдены с данными имиджеров различных типов. А они не откалиброваны! Что они реально измеряют до конца тоже непонятно! И даже если удастся предсказать плотность трещин, для выхода на трещинную пористость нам необходимы еще оценки их раскрытости и оценки трещинной пористости микротрещин, которые мы заведомо не видим на микроимиджерах [2, 9, 11].

Заметим, что некоторое время назад использование микроимиджеров было весьма ограничено и их измерения в отдельных скважинах (особенно в горизонтальных) действительно давали значительный прирост информации (позволяли выделить зоны повышенной трещиноватости, построить угловые диаграммы трещин, выявлять направление внешнего стресса и т.п.). Однако на современном этапе этого уже мало и требуется совместное использование данных микроимиджеров на многих скважинах с целью построения общей карты развития трещиноватости по площади месторождения. Для этого все микроимиджеры (все приборы, направленные на прямые оценки трещиноватости среды) должны быть откалиброваны. Кроме того, сейчас необходимо более точно оценить их возможности (разрешающую способность по раскрытости трещин, по направлению к стволу скважины, ограничения использования, помехоустойчивость и т.п.), так как в реальной практике возникает много вопросов, а иногда и противоречий.

Хорошо известно [2], что фактическая линейная плотность трещин (частота трещин), которую часто называют просто трещиноватостью среды, определяется формулой:

$$F_L = \frac{1}{L} \sum \frac{n_{fruc}}{\cos \alpha} \quad (3)$$

где L - длина ствола скважины, в котором проводились наблюдения, n_{fruc} - число зарегистрированных трещин, а α - это угол между линией ствола скважины и нормалью к плоскости трещины.



▲ Рис. 4. Рисунок для пояснения к формуле (3) для расчета линейной плотности трещин (трещиноватости). Реальная плотность вертикальных трещин на рисунке постоянна, а измеренная плотность (частота регистрации при движении вдоль ствола скважины) различна в точках 1 и 2, так как в точке 1 нужно сместиться на большее расстояние до встречи с новой трещиной.

Рисунок 4 иллюстрирует применение формулы 3. На этом рисунке для наглядности показана упрощенная модель вертикальный равномерной системы трещин. Ствол скважины азимутально расположен строго вкрест этой системы. Для чисто горизонтального участка ствола плотность измеренная совпадает с фактической и равна $1/d$, где d - расстояние между вертикальными трещинами (линиями на рисунке). Так как α в этом случае равен нулю, то $\cos \alpha = 1$. Но на рисунке хорошо видно, что в точке 1 требуется сместиться на большее расстояние вдоль ствола до следующей трещины, чем в точке 2, а именно на расстояние $\cos \alpha / d$. То есть измеренная плотность равна обратной величине - $\cos \alpha / d$. Если мы разделим измеренную плотность на $\cos \alpha$, то и в точке 1, и точке 2 получим

правильную линейную плотность трещин $1/d$ (трещиноватость).

На практике же мы сталкиваемся с такой картиной. Для микросканеров FMI (которые объективно считаются в настоящий момент одними из самых качественных) по 7-ми скважинам (тысячи зарегистрированных трещин, километры проходки) для субвертикальных участков скважин (пилотных стволов) зарегистрированная плотность субвертикальных трещин (с углом падения больше 80 градусов) оказывается в среднем почти на 10 % больше, чем измеренная плотность таких же трещин в горизонтальных стволах, что, как минимум, вызывает много вопросов, так как противоречит формуле (3). Ведь понятно, что при вертикальном бурении вероятность встретить вертикальную трещину очень мала. Правда, теоретически возможны некоторые геологические объяснения этого факта. Кроме того, следует учитывать, что азимутально «пилоты» скважин и горизонтальные участки могут не совпадать, а в формуле (3) фигурирует пространственный угол. Но, в любом случае обнаруженный факт требует самого пристального изучения. Заметим, что на рассматриваемом месторождении действительно доминирует субвертикальная трещиноватость, т.к. процент трещин с углом падения, большим 80 градусов, превышает 40-50%, а число трещин с углами падения, меньшими 45%, составляет всего 2-6%.

Невозможность совместного использования в настоящее время данных сканеров трещиноватости для горизонтальных и субвертикальных участков подтверждается также и проведенным регрессионным анализом (при подключении субвертикальных участков стволов

скважин кросс-плот рис. 3 рассыпается). Даже оставляя в стороне непростые вопросы, связанные с интерпретацией «картинок», полученных имиджерами трещиноватости, и различием в самих измерениях различными типами приборов, возникает вопрос «что же реально измеряет каждый отдельно взятый прибор вдоль ствола скважины?».

Несмотря на объективно критическую оценку текущего состояния дел в области измерения трещиноватости, мы считаем, что альтернативы движению вперед в области развития аппаратуры для непосредственного измерения трещиноватости в открытых стволах скважин просто нет.

3. Стенды для верификации и калибровки имиджеров трещиноватости.

Для верификации возможностей микроимиджеров трещиноватости и их калибровки естественно необходимы эксперименты на модельных данных, которые можно выполнить только на специальных стендах. Каким очевидным критериям должны удовлетворять такие стенды? Прежде всего, надо иметь в виду, что некоторые имиджеры трещиноватости достаточно громоздкие (длиной до 10 метров). Это предъявляет требования к размерам стенда и помещения (для цилиндрического стенда длина или высота помещения должна быть не менее 35-40 метров). Ствол стенда (аналог ствола скважины) должен позволять легко моделировать различные условия (изгиб, забитость шламом, наличие каверн и пр.). Заметим, что сам стенд может быть не прямым цилиндром, а искривленным (например, куском тора), что может сократить линейные размеры лабораторного помеще-

ния. Что касается способов натурального моделирования трещиноватой среды, то тут накоплен большой опыт [11] и профессиональное сообщество, без сомнения, найдет адекватные и недорогие решения. При этом следует предусмотреть модульность стенда, то есть возможности незатратного (в плане времени и ресурсов) замещения отдельных блоков, моделирующих трещинную среду. Важно реализовать также (возможно в рамках отдельных модулей) возможность моделирования при различных типах «бурового раствора», в различных температурных режимах и т.п. Наверняка многие коммерческие, академические и образовательные учреждения «выстроятся в очередь» из-за желания поработать на таком стенде, на своих модельных средах, и, быть может, со своими приборами.

Создание такого стенда могло бы послужить мощным импульсом для развития скважинной аппаратуры, направленной на измерения трещиноватости среды. А главное, это позволило бы на основе комплексирования скважинных измерений и данных сейсморазведки эффективно предсказывать площадные распределения петрофизических свойств трещинных коллекторов на месторождениях, и во многом способствовать оптимизации эксплуатационного бурения. В перспективе калибровка на таких стендах могла бы стать обязательным условием для сертификации соответствующей скважиной измерительной аппаратуры.

Необходимо отметить, что проблема трещиноватости, как и сама трещиноватость, многоуровневая. Безусловно, нельзя ограничиваться только аппаратурой (например, микроимиджерами), которые позволяют «видеть» трещины

определенной раскрытости. Необходимо комплексировать разные (прежде всего, разномасштабные) методы исследования, в том числе на керне. При этом, по всей видимости, могут помочь именно фрактальные подходы к анализу и оценке трещиноватости среды [9].

Выводы и дискуссия.

Основными выводами работы являются следующие.

1. На основе сейсморазведки 3D следует предсказывать открытую трещиноватость среды опираясь на данные микроимиджеров в горизонтальных стволах (предсказание и поиск надежных [5, 7, 8] корреляционных связей сейсмичности с данными ГИС или показателями добычи нефти представляются малоперспективными).

2. Для эффективного предсказания свойств трещинных коллекторов с использованием последних достижений обработки и интерпретации сейсмических данных необходимо совершенствование прямых методов скважинных измерений трещиноватости.

3. Целесообразно создание специального лабораторного стенда для тестирования аппаратуры, нацеленной на отображение трещиноватости среды (для ее верификации, калибровки и сертификации).

Данные выводы представляются авторам статьи достаточно аргументированными (если не сказать очевидными). Основная проблема, как обычно, заключается не в их осознании, а в их реализации. К сожалению, в области непосредственных скважинных измерений трещиноватости на российском рынке наблюдается отсутствие значимой конкуренции среди производителей соответ-

тствующей аппаратуры, а точнее, явное доминирование одного (западного) производителя. Очень хотелось бы надеяться, что и наши талантливые российские инженеры смогут удовлетворить потребности отечественного рынка и помогут успешному освоению нефтяных запасов Восточной Сибири. Что для этого можно (и нужно) сделать? Ведь создание соответствующей отечественной измерительной аппаратуры является важной государственной задачей. Во-первых, экспертное сообщество может коллективными усилиями сформулировать требования к таким приборам (данная статья и наши мысли - это просто первые шаги в этом направлении), а затем должен быть объявлен конкурс на их разработку. Во-вторых, на базе профильных институтов Академии Наук России может быть создан специальный стенд, возможно также за счет средств мощной государственной компании или специального государственного тендера (с подготовленным на основе широкого экспертного обсуждения техническим заданием). В дальнейшем такой стенд мог бы использоваться для обязательной сертификации приборов (имиджеров) трещиноватости при использовании на территории России. Необходимо отметить, что в некоторых моментах Министерство Природных Ресурсов и ГКЗ таким же образом (за счет обязательной сертификации) может регулировать рынок других технологий, в том числе компьютерных, в нефтегазовой отрасли России. Заметим, что этими принципами регулирования за счет введения обязательной сертификации (определенных требований и пр.) активно пользуются другие отечественные и зарубежные государственные ведомства для поддержки

отечественных производителей во многих отраслях, особенно в период экономических санкций и определенных экономических трудностей.

Авторы выражают благодарность Генеральному директору «ООО Славнефть-НПЦ» Шлёнкину С.И. за возможность данной публикации, а также всем коллегам, принявшим активное участие в обсуждении проблемы.

Литература

1. Берин М.В., Масюков А.В., Масюков В.В., Шлёнкин В.И. Угловая прелестек-миграция: вычисление кубов анизотропии рассеяния // Применение суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, Москва, МГУ, 2016
2. Голф-Рахт Основы нефте-промышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов, М.: Недра, 1986, 607 С.
3. Ланда Е.И. Роль дифракционной компоненты волнового поля при построении сейсмических изображений // Технологии сейсморазведки, 2013, №1, с.5-31
4. Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Кашеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернозного типа. Федеральное агентство по недропользованию, М.: 2010.
5. Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И., Предсказание трещиноватости на основе вычисления энергии и анизотропии незеркальной компоненты сейсмического поля // Конференция «Сейсмические Технологии 2016», Москва, ИФЗ, 2016
6. Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И., Акимов Т.В. Программная реализация подавления артефактов прелестек-миграции на мигрированных сейсмограммах // Применение суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, Москва, МГУ, 2015

7. Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И. Проверка значимости корреляционных связей в геолого-геофизическом прогнозировании // Технологии сейсморазведки, 2007, №1, С. 80-86.

8. Масюков В.В., Попов М.А., Тюнегин С.П. Практика атрибутивного прогнозирования требует совершенствования // Технологии сейсморазведки, 2013, №3, С.76-87.

9. Масюков В.В., Харахинов В.В. Новый подход к кластеризации трещиноватых коллекторов углеводородов на основе данных 3D сейсморазведки // Технологии сейсморазведки, 2015, №2, 29-35.

10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И.Петерсилье, В.И. Порускуна, Г.Г.Яценко, Москва-Тверь, 2003.

11. Труды II всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа, М., Недра, 1965, 510 с.

12. Шленкин С.И., Федоров В.В., Масюков В.В. Исследование и совершенствование технологий атрибутивного прогнозирования свойств терригенных коллекторов на основе данных ГИС и 3D-сейсморазведки // Каротажник, 2006, № 2-4, С. 454-468.

13. Шленкин С.И., Масюков А.В., Масюков В.В., Козлова А.Н. Вычисление кубов когерентности и сингулярностей // Технологии сейсморазведки, 2012, №2, С. 5-11.

14. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А., Каширин Г.В., Кулишкина О.Н., Масюков А.В., Масюков В.В., Рудь О.В., Берин М.В. Новые подходы к созданию геологических моделей трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство, №11, 2012, С.93-97.

15. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Афонасин В.В., Зеренинов В.А., Каширин Г.В., Кулишкина О.С., Масюков А.В., Масюков В.В., Рудь О.В., Берин М.В. Особенности геологического и гидродинамического моделирования трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013, №2, С.11-20.

16. Харахинов В.В., Шленкин С.И. и др. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири, М.: Научный мир, 2011. – 420с.

17. Харахинов В.В., Шленкин С.И. и др. Трещинные резервуары нефти и газа. – М: Научный мир, 2015. – 278с.

18. Dorigo M., Stutzle T. Ant Colony Optimization. MIT Press, Cambridge, 2004.

19. Masjukov A. and Shlyonkin V. Eliminating 3D Prestack Migration Artefacts by 6D filtering // Geophysical Prospecting, 2015, v. 63, p. 626-636

20. Pedersen S.I, Randen T, Soenneland L. and Steen O. Automatic Fault Extraction Using Artificial Ants, SEG Expanded Abstracts 21, 2002, pp.512-515.

21. Shlyonkin S.I., Kashirin G.V. and Masjukov A.V. Visualization of Diffraction Anomalies // 68-t Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1998.

Подробнее об авторах



Афонасин
Виктор Васильевич,

выпускник геолого-геофизического факультета НГУ, директор департамента разработки ООО «Славнефть-НПЦ».



Масюков
Владимир Вадимович

выпускник физического факультета МГУ, ведущий математик-программист ООО «Славнефть-НПЦ», к.ф.-м.н., доцент