УДК 550.34

DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-12>

ВЫЯВЛЕНИЕ ОБЛАСТЕЙ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ В НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ПОМОЩЬЮ КОЭФФИЦИЕНТА ПУАССОНА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ 2D 3C СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

© 2018 г. И. А. Переплеткин, В. И. Кузнецов

Реферат. Разработка многоволновой трехкомпонентной сейсморазведки в сочетании с методикой 2D позволяет дополнить сейсмические изображения сведениями о коллекторских свойствах пород и типе их насыщения. Данная технология включает в себя построение поплавовых карт распределения коэффициента Пуассона $\gamma = V_p/V_s$. Теоретически коэффициент Пуассона должен уменьшаться на участках нефтегазонасыщения. Результаты проведенных полевых экспериментов подтверждают указанную закономерность. На практике эта методика серьезно повышает эффективность геолого-разведочных работ и реализует большой экономический потенциал.

Ключевые слова: 3C сейсморазведка, коэффициент Пуассона, нетрадиционные коллектора

IDENTIFICATION OF THE UNCONVENTIONAL OIL-BEARING RESERVOIRS WITH THE POISSON'S RATIO USING 2D 3C SEISMIC TECHNOLOGY

I. A. Perepletkin, V. I. Kuznetsov

Abstract. Three-component multiwave seismic technology in combination with the 2D survey allows supplementing seismic images with more detailed information about the reservoir properties and the type of its saturation. This technology includes the construction of layer-by-layer velocity ratio (V_p/V_s) maps demonstrating the Poisson coefficient distribution. Theoretically, the Poisson's ratio should decrease in zones with high hydrocarbon saturation. The results of field experiments confirm this regularity. In practice, this methodology highly increases the efficiency of geophysical exploration and realizes a great economic potential.

Keywords: three-component seismic, Poisson's ratio, unconventional reservoirs

Введение

В данной статье рассматривается применение технологии 3C 2D сейсморазведки для трудно-извлекаемых запасов нетрадиционных коллекторов Западной Сибири на примере Ван-Еганского нефтегазоконденсатного месторождения (Среднее Приобье). По физико-химическим свойствам и составу — это тяжелые нафтеновые нефти, освоение которых сопряжено с комплексом проблем. В-первых, их высокая вязкость в пластовых условиях,

которая в сотни раз превышает вязкость пластовых вод, затрудняет процесс вытеснения нефти водой. Во-вторых, все сеноманские нефтяные залежи содержат массивные газовые шапки [Нестеров, 2015]. Наибольший интерес для поисков залежей нефти и газа имеет изучение связей коэффициента Пуассона с нефтегазоносностью исследуемых интервалов разреза. Теоретически он должен уменьшаться на участках нефтегазонасыщения, по сравнению с водонасыщенными участками [Пузырев, 1997]. Результаты полевых экспериментов, полу-

Для цитирования: Переплеткин И.А., Кузнецов В.И. Выявление областей нефтегазонасыщения в нетрадиционных коллекторах с помощью коэффициента Пуассона при проведении 2D 3C сейсморазведки // Геологический вестник. 2019. № 1. С. 149–158. DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-12>.

For citation: Perepletkin I.A., Kuznetsov V.I. Identification of the unconventional oil-bearing reservoirs with the Poisson's ratio using 2D 3C seismic technology // *Geologicheskii vestnik*. 2019. No. 1. P. 149–158. DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-12>.

ченные в ходе исследования, подтверждают указанную закономерность.

Методы исследования

Источник сейсмических колебаний помещается в необсаженные скважины во избежание дополнительных волн-помех, которые могут быть вызваны стальными обсадными колоннами. Ниже представлена радиальная система наблюдений для исследования околоскважинного пространства. На рис. 1 показан общий вид расположения линий приема с трехкомпонентными приемниками отраженных обменных (PS) и монотипных (PP) волн относительно источника.

Внутрискважинный источник возбуждает упругие колебания на глубине ниже зоны малых

скоростей (глубина в пределах 25–30 м). Данный факт обусловлен тем, что запись сейсмограмм обменных волн имеет гораздо худшее качество по сравнению с PP-волнами, а при дополнительном влиянии зоны малых скоростей запись поперечных волн крайне проблематична.

Ниже представлены результаты полевых работ — трехкомпонентные сейсмограммы по результатам ЗС ВСП (рис. 2), и данные моделирования волновых полей (рис. 3).

В данной технологии используются аналоговые трехкомпонентные приемники, располагающиеся на малом расстоянии друг от друга на профилях приема. Механизм действия прибора прост — принимаются сигналы по трем осям распространения упругих волн, записываются колебания среды в разных направлениях. С помощью преобразователя

Рис. 1. Схема наблюдений для исследования околоскважинного пространства

Условные обозначения: 1 — пункты наблюдений, 2 — проекция пластопересечения на дневную поверхность. В центре — источник колебаний, также имеют место 6 2D профилей с трехкомпонентными приемниками, расположенных симметрично по отношению к источнику.

Fig. 1. Radial scheme of the arrangement of the reception lines with three-component receivers

Legend: 1 — observation points, 2 — the projection of the intersection of layers on the surface. The source of seismic vibrations is in the central part of the circuit. There are also six 2D seismic profiles with three-component receivers located symmetrically in relation to the source.

Рис. 2. Сейсмограммы по трем компонентам. Z-компоненте соответствует продольная монотипная P-волна, X- и Y-компонентам — поперечные волны различной поляризации, SV и SH соответственно

Fig. 2. Seismograms for three components (from the 3C VSP data). Z-component corresponds to a P wave, X- and Y-components — transverse waves of different polarization, SV and SH, respectively

Рис. 3. Синтетические сейсмограммы. а) по вертикальной компоненте (Z), б) по горизонтальной компоненте (X)

Fig. 3. Synthetic seismograms a) along the vertical component (Z), b) along the horizontal component (X)

идет перевод сейсмограмм в электрический сигнал, являющийся функцией колебания упругой среды, по сейсмическим трассам. При дальнейшей интерпретации данных, полученных по трехкомпонентным приемникам, сейсмические трассы переводятся во временные разрезы по профилям 2D–3С согласно выбранной радиальной схемы расположения источника и приемников упругих волн. Во-первых, данная схема является экономически оправданной, так как используется лишь один источник колебаний. Во-вторых, применительно к интерпретации данных эта схема также является достаточно удобной, поскольку цель данного исследования — построение поплатовых карт распределения коэффициента Пуассона. Мы получаем данные, расположенные на равных расстояниях во все стороны от пробуренной скважины, в которой находится источник. «Межлепестковые» области также подвергаются тщательной интерполяции, упрощающейся ввиду высокой плотности полученных данных по каждому из приемников [Hardage et al., 2011].

На сейсмограммах четко прослеживается зависимость скорости распространения разных типов упругих волн от соотношения сигнал/помеха. Применительно к распространению поперечных волн стоит отметить, что их распространение в анизотропной среде происходит по двум горизонтальным взаимно ортогональным компонентам. Волны SV, соответствующие Х-компоненте, распространяются вдоль направления трещиноватости толщ горных пород, в то время как волны SH — поперек. Сейсмограммы по Y-компоненте отличаются наименьшим качеством записи, в особенности в наиболее глубинных зонах, поскольку запись практически полностью перекрывается псевдорэлеевскими волнами-помехами. Вообще информация по Y-компоненте несет априорную информацию только на небольших глубинах, дополняя данные в местах сложного строения и наличия разрывных нарушений пород.

На синтетических сейсмограммах, полученных по результатам моделирования полного волнового поля, стрелками обозначены места наиболее интенсивных отражений прямой волны. Горизонт «Б» соответствует кровле верхней юры (баженовская свита), «С», «Г» — кровле и подошве сеноманского яруса, «М» — аптского яруса. Исходя из данных моделирования волнового поля по результатам 3С регистрации Z-компоненты, можно проследить время отражения монотипных РР-волн от устойчивых горизонтов. Запись четкая, отноше-

ние сигнал/помеха достаточно велико. На рис. 3б видно, что имеют место устойчивые отражения поперечной волны SV-типа, прослеживающиеся менее четко ввиду значительного рассеивания и поглощения поперечных волн на больших глубинах, однако их все равно можно проследить достаточно уверенно. Следовательно, имеются все основания для перехода к дальнейшей интерпретации данных и построению временных разрезов по разным компонентам.

Ниже представлены временные разрезы, полученные по данным 2D–3С-профилирования, после введения необходимых кинематических поправок, построенных на Z- (рис. 4) и X-компонентах (рис. 5). Вертикальный масштаб на разрезе по обменным Р-SV-волнам (компонента Х) сужен примерно в 1.8 раз для удобства определения соотношения осей синфазности, а также применительно к следующему этапу интерпретации данных — построению разреза комплексного параметра V_p/V_s . Данное упрощение проведено ввиду различной скорости распространения упругих волн разного типа и, следовательно, времени прихода волн разного типа.

По данным временного разреза по Z-компоненте можно проследить три ярко выраженные отражающие границы, соответствующие кровле сеноманского (время прихода — около 900 мс), аптского (время прихода — около 1500 мс) ярусов и, наконец, кровле верхней юры (баженовская свита) — время прихода около 2000 мс.

На разрезе X-компоненты прослеживаются с меньшим качеством записи два горизонта (сеноманский и кровля баженовской свиты), в то время как аптский ярус прослеживается слабо в интервале времен 2800–3000 мс. Исходя из среднего соотношения времени прихода отраженных волн разного типа, по данным моделирования, представленным выше, данные временные разрезы сопоставляются друг с другом с минимальной погрешностью.

Результаты исследования

Окончательный этап интерпретации данных — построение разреза распределения значений комплексного параметра $\gamma = V_p/V_s$ (рис. 6).

На разрезе видно, что в исследуемой части Ван-Еганского НГКМ лишь в горизонте J₃, по данным трехкомпонентной регистрации, прослеживаются перспективные участки нефтенасыщения. В вышележащих толщах соотношение скоростей достаточно велико ($\gamma > 1,8$), что позволяет сделать

Рис. 4. Временной разрез по профилю 2D 3C по Z-компоненте

Fig. 4. Time profile along the 2D 3C profile along Z-component

Рис. 5. Временной разрез по профилю 2D 3C по X-компоненте

Fig. 5. Time profile along the 2D 3C profile along X-component

Рис. 6. Разрез распределения значений комплексного параметра $\gamma = V_p/V_s$. $\gamma = (1.42-3.33)$ соответствует значениям коэффициента Пуассона $\sigma = (0.01-0.45)$. Выделенные участки соответствуют зонам нефтенасыщения

Fig. 6. The layer map of distribution of values of the complex parameter $\gamma = V_p/V_s$. $\gamma = (1.2-3.3)$ corresponds to values of Poisson's ratio $\sigma = (0.01-0.45)$. Marked areas at this profile correspond to the oil-bearing zones

вывод, что продуктивных горизонтов там не отмечается. По результатам обработки данных стандартных методов (2D ОГТ, 3D ОГТ) ранее отмечались перспективные участки на нефть и газ именно в вышележащих толщах, однако данные бурения говорили об обратном. Внедрение методики 3С-сейсморазведки, позволяющей определить соотношение скоростей по конкретному 2D-профилю, позволило решить эту проблему. Для большей достоверности данных по результатам трехкомпонентной регистрации был построен глубинный 2D-разрез распределения коэффициента Пуассона (рис. 7). Выделенный участок соответствует положению водонефтяного контакта, наличие которого подтверждено последующим бурением.

Выводы

Предлагаемая нами инновационная технология 2D–3С сейсморазведки позволила оптимизировать разработку трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в нетрадиционных коллекторах Западной Сибири, суммарные геологические запасы нефти которой оцениваются в размере от 0.8 до 2.1 трлн т, а потенциал прироста извлекаемых запасов нефти оценивается в размере не менее 30–40 млрд т.

Предположение о наличии зон нефтенасыщения, выдвинутое по результатам проведения сейсморазведочных работ 2D–3С, было подтверждено. Таким образом, детальный анализ результа-

Рис. 7. Разрез распределения коэффициента Пуассона по результатам трехкомпонентной регистрации. Выделенная область — выявленный ВНК по данным 3С-регистрации, подтвержденный по данным последующего бурения

Fig. 7. Profile of distribution of the Poisson's ratio according to the results of 3C registration. Marked area at this profile corresponds to the oil-water contact, which location has been proved by the further drilling

тов проведения 2D–3С сейсморазведочных работ (конечная цель — определение коэффициента Пуассона) позволил свести к минимуму погрешность выделения зоны нефтенасыщения применительно к нетрадиционным коллекторам Западной Сибири, по сравнению с традиционными методами сейсмических исследований.

Нами было экспериментально подтверждено, что по значению коэффициента Пуассона можно действительно судить о нефтегазонасыщенности залежей.

Стоит также отметить, что данная стратегия возможна только лишь при интегрировании геофизики, геологии и бурения в рамках единой технологии добычи полезных ископаемых, включающей создание пространственной геологической модели месторождения и подсчета запасов.

Список литературы:

Нестеров И.И. Перечень инновационных, в том числе, прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом. — Тюмень: НОЦ ТИУ, 2015. — 73 с.

Пузырев Н.Н. Поперечные и обменные волны в сейсморазведке: Сб. науч. тр. — М.: Недра, 1997. — 124 с.

Hardage B.A., DeAngelo M.V., Murray P. E., Sava D. Multi-component seismic technology. — Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, Geophys. References Ser. No. 18. 2011. 318 p.

References:

Hardage B.A., DeAngelo M.V., Murray P. E., Sava D. Multi-component seismic technology. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, Geophys. References Ser. No. 18. 2011. 318 p.

Nesterov I.I. Perechen' innovatsionnykh, v tom chisle, proryvnykh tekhnologiy, ne imeyushchikh analogov za rubezhom [The list of innovative, including breakthrough technologies that have no analogues abroad]. Tyumen: NOTS TIU, 2015. 73 p. (in Russian).

Puzyrev N.N. Poperechnyye i obmennyye volny v seysmo- waves in seismic exploration: Collection of scientific papers].
razvedke: Sbornik nauchnykh trudov [Transverse and exchange Moscow: Nedra, 1997. 124 p. (in Russian).

Сведения об авторах:

Переpletкин Иван Алексеевич, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень. E-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

Кузнецов Владислав Иванович, доктор геол.-мин. наук, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень. E-mail: vikuznetsov@novatek.ru

About the authors:

Perepletkin Ivan Alekseevich, FSBEI HE “Industrial University of Tyumen”, Tyumen. E-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

Kuznetsov Vladislav Ivanovich, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, NOVATEK Scientific-Research Center, Tyumen. E-mail: vikuznetsov@novatek.ru