

ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ПРОФИЛЬНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОВ ОГТ (на примере юрских отложений Западной Сибири)

В. Л. Недочётов, А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, А. Р. Курчиков, Ю. Я. Большаков, Ю. Н. Федоров
(ОАО "СибНИИИП", ЗАО "ТННЦ", ОАО "ТюменьНИИгеопроект",
ЗСФ ИГНГ СО РАН, ТГНГУ, ИГ и ГУТГА)

Рассмотрены проблемы картирования зон развития песчаных тел в составе тюменской свиты юры Западно-Сибирской плиты. Предложена методика по оптимизации процесса разведки залежи, позволяющая рационально размещать добывающие скважины на площади.

В осадочном комплексе Западно-Сибирской плиты значительную часть юрского разреза составляет глинистая толща тюменской свиты. Песчаные пропластки толщи играют резко подчиненную роль и отличаются невыдержанностью. По простиранию для них характерны частые замещения песчано-алевритового материала глинистым. В толще юрских отложений выделяется более 10 продуктивных пластов, регионально нефтенасыщенных на огромном пространстве. Практически в любой точке Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна северо-восточнее Ханты-Мансийска и западнее устья р. Аган скважина может вскрыть в разрезе тюменской свиты нефтенасыщенные породы.

Освоение этого уникального объекта связано со значительным экономическим риском, так как подавляющее большинство скважин либо практически сухие, либо дают лишь непромышленные притоки нефти. Для характеристики фильтрационных особенностей отложений тюменской свиты у специалистов в ходу выражение «мозаика дебитов», образно отражающая распределение промышленной продуктивности пластов по площади распространения тюменской свиты.

В связи с этим весьма актуальны научно обоснованный прогноз и картирование зон развития песчаных тел в толще тюменской свиты до бурения поисково-разведочных и особенно добывающих скважин. Не будет оригинальным и мнение о том, что при «добуровых» исследованиях, предвещающих бурение скважин, наиболее перспективно применение сейсморазведки, так как в магнитном и гравитационном полях опесчанивание разреза отражается не так, как в волновой картине, а применение электро-разведки связано с большими трудностями интерпретации.

Для изучения нефтегазоносности используется в основном сейсморазведка методом отраженных волн. При прогнозе зон развития коллекторов обычно применяются профили МОВ ОГТ 2D для восстановления палеогеографической обстановки или (и) моделирования появления в разрезе песчаных слоев, что, однако, не дает должного эффекта даже при проведении профилей через 1,5...0,5 км.

Поэтому специалисты все больше надежд возлагают на объемную сейсморазведку 3D с проведением профилей через 50 м. Но при этом не учитывается одно очень важное в практическом отношении обстоятельство: в силу больших затрат сейсморазведка 3D выполняется только на ограниченных участках (площадях). Поэтому в условиях региональной нефтенасыщенности объемную сейсморазведку целесообразно проводить на заведомо перспективных участках, где уже пробурена хотя бы одна удачная скважина. При этом в лучшем случае будет изучено одно-два пятна мозаики, составляющих ничтожно малую часть общей перспективной площади.

При прогнозе зон опесчанивания коллекторов авторами предлагается использовать профильную сейсморазведку не только для построения общегеологических моделей, но и для выбора точек заложения разведочных скважин. Чтобы избежать недостатков существующих приемов использования сейсморазведки для выявления и картирования зон улучшения коллекторских свойств, была применена не сеймо-стратиграфия, а изучение амплитуд отрезка отраженной волны, соответствующего изучаемому продуктивному пласту.

Для интерпретации данных сейсморазведки применен разработан авторами алгоритм анализа спектра содержаний компонентов в смеси. Алгоритм реализует идею использования расстояний между пробами в многомерном векторном пространстве и первоначально предназначался для обработки данных геохимического опробования. Проверка эффективности алгоритма показала его применимость и для анализа данных сейсморазведки. При этом в качестве «пробы» выступает временной интервал сейсмической трассы, в качестве компонента – дискрет оцифровки сейсмической трассы, а в качестве «содержания компонента» – значение амплитуды отраженной волны в данном дискрете.

Исходной информацией являются записанные на магнитном носителе окончательно обработанные трассы МОВ ОГТ. Профили сейсморазведки располагались через 2,5...3,5 км, трассы по профилю – через 25 м. Интервал дискретов записей значений амплитуд по трассам – 2 мс.

Вначале на трассах выделяется интересующий нас интервал. «Каркасом» для определения интервала, отвечающего выбранному пласту, служат дискреты, соответствующие пересечениям трассой от-

ражающих горизонтов, расположенных достаточно близко к изучаемому интервалу. В нашем примере – это опорный отражающий горизонт Б, отождествляемый с кровлей юрских отложений, горизонты T_1 и T_2 внутри юрской толщи и горизонт А, фиксирующий кровлю доюрских образований. После определения «каркасных» дискретов в каждой трассе в одной из них выбирается интервал-образец.

Критерии выбора трассы:

1. Если на каком-нибудь профиле (или достаточно близко от него) пробурена удачная скважина, то, разумеется, в качестве образца берется соответствующий интервал ближайшей сейсмической трассы.

2. Если такой скважины на площади нет, то можно выбрать в качестве «отрицательного» образца трассу, ближайшую к заглинизированному сухому стратиграфическому интервалу продуктивного пласта.

3. Если же близко к трассам вообще нет скважин, то трасса и образец интервала выбираются, исходя из общегеологических соображений.

После этого во всех остальных трассах выделяются интервалы – стратиграфические аналоги образца. Естественно, длина и положение интервалов между опорными горизонтами пропорциональны образцовому.

Оцифровка трасс идет с равномерным шагом времени, поэтому интервалы разной длины содержат разное количество дискретов, а алгоритм решения поставленной задачи требует равного количества чисел в интервалах, что достигается на последнем этапе подготовки исходных данных. Первым и последним дискретами интервала считаются дискреты, соответствующие концам интервала образца. Число дискретов задается не меньшим числом дискретов самого длинного интервала. Недостающие дискреты снимаются с восстановленной сейсмической трассы. Для восстановления используется оригинальный алгоритм, генерирующий плавную кривую, проходящую через точки исходного набора (рис. 1).

Для иллюстрации рассмотрим один из продуктивных пластов тюменской свиты месторождения нефти, расположенного в Краснотенинском нефтегазоносном районе.

В приведенном примере (см. рис. 1) в качестве образцовой взята скв. 10, в которой разрез пласта представлен толщей, включающей баровые тела песчаников (по А. Г. Мухер). Разрез пласта выделяется среди разрезов других 11 скважин толщиной прослоев песчаников и отсутствием прослоев глин. При испытании этой скважины был получен максимальный приток нефти. Скважина вскрыла пласт в 42 м от сейсмотрассы. В этой трассе образцом выбран интервал длиной 32 мс (17 дискретов). Интервал соответствует стратиграфическому положению продуктивного пласта. С большим запасом (так как это не влияет на вычисления) в образцовом и во всех остальных интервалах число дискретов было дополнено до 33 независимо от того, сколько их содержит интервал, пропорциональный образцу.

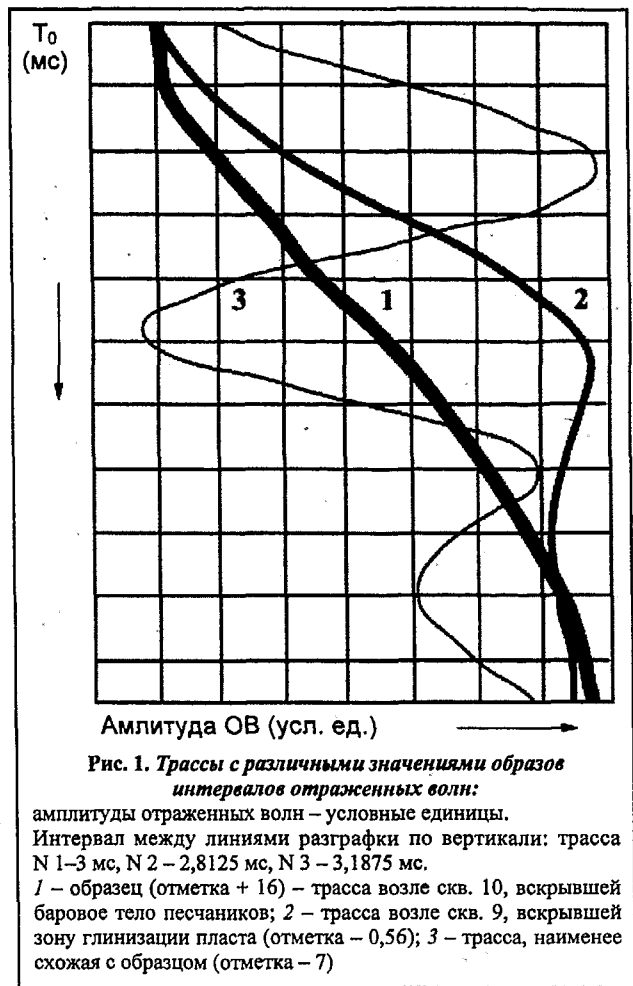


Рис. 1. Трассы с различными значениями образов интервалов отраженных волн:

амплитуды отраженных волн – условные единицы.

Интервал между линиями разграфки по вертикали: трасса N 1–3 мс, N 2–2,8125 мс, N 3–3,1875 мс.

1 – образец (отметка + 16) – трасса возле скв. 10, вскрывшей баровое тело песчаников; 2 – трасса возле скв. 9, вскрывшей зону глинизации пласта (отметка – 0,56); 3 – трасса, наименее схожая с образцом (отметка – 7)

Полученные исходные данные обрабатываются по оригинальному алгоритму, разработанному авторами.

Вычисления сводятся к следующему:

1. По выбранному образцу строится эталонное векторное пространство.
2. Дискреты каждого интервала упорядочиваются в вектор, соответствующий эталонному.
3. Для каждого дискрета интервала значение амплитуды заменяется значением соответствующей координаты векторного пространства.

Полученный образ состоит из чисел – значений координат векторного пространства. В рассматриваемом случае образ каждой из 11754 трасс содержал по 33 числа.

Для передачи полученного образа в виде одной отметки на карте использовано сложение чисел – элементов образа интервала, причем, несмотря на большие потери информации при сложении элементов, полученные отметки вполне пригодны для практического их использования в прогнозировании. Так, образцовая трасса всегда имеет максимальную отметку, а если образец «отрицательный» – минимальную. Остальные отметки пропорциональны степени сходства трассы с образцом. Трасса, самая несхожая с образцом, имеет минимальную отметку (если образец «отрицательный» – максимальную!!).

Сравнение отметок с данными ГИС подтверждает это положение. Диапазон трасс от (-) 7 до (+) 16 (см. рис. 1).

В таблице приведены отметки скважин, взятые по ближайшей трассе.

Номер скважины	Координаты скважин, м		Расстояние до ближайшей трассы, м	Отметки по трассе (усл. ед.)
	X	Y		
1	16000	15500	13	4,0990
3	18225	12150	459	1,0607
6	6475	11825	162	2,1925
8	14550	11500	81	4,5207
7	8780	11625	83	7,1666
10	9225	9350	42	16,0000
11	2135	8025	209	7,9351
2	8950	14265	56	3,7949
5	10580	11850	188	6,5988
9	11150	9550	63	-0,5631
12	7050	6650	17	2,9166
4	12850	12025	434	3,5142

В приведенном примере взят «положительный» образец. Естественно, ему отвечает максимальная отметка. Минимальная отметка (-0,5631, скв. 9) соответствует практически полной глинизации пласта в этой скважине, а в интервале трассы – появлению дополнительного слабого отражения, наложенного на основное. Отметки остальных скважин при визуальном сравнении выстраиваются в ряд, соответствующий опесчаниванию разреза пласта.

По полученным отметкам построена карта зонального распределения коллекторов (рис. 2). Сравнение ее со структурной картой по кровле продуктивного пласта (рис. 3) показывает, что полученные результаты не только хорошо укладываются в общегеологические представления, но и конкретизируют картину палеогеографических условий накопления песчаного материала при отложении осадков пласта. Зоны повышенной песчаности (отметки 8 и более) прерывистой цепочкой окаймляют вершину «растущего» поднятия.

В рассмотренной нефтяной залежи обращает на себя внимание уменьшение нефтенасыщенности пород по восстанию продуктивного пласта от скв. 10 к скв. 7 и 2 (см. рис. 3). Пропорционально уменьшению нефтенасыщенности увеличивается содержание воды. Так, в скв. 10 получена безводная нефть дебитом 51,5 м³/сут. В скв. 7 и 2 песчаные породы пласта представлены водоносными разностями, хотя пласт здесь вскрыт гипсометрически выше, чем в скв. 10, соответственно на 28 и 49 м. Этот факт говорит о том, что распределение пластовых флюидов в залежи не соответствует принципам антиклинально гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции.

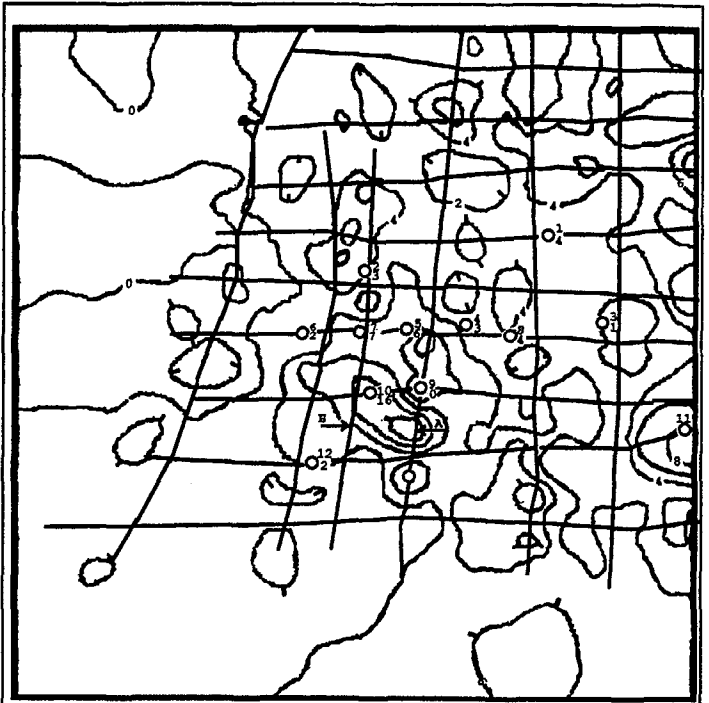


Рис. 2. Карта зонального распределения коллекторов: 1 – сейсмопрофиль; 2 – скважина, ее номер и абсолютная отметка образа ближайшей сейсотрассы; 3 – изолинии значений образа (направление глинизации указано берг-штрихами)

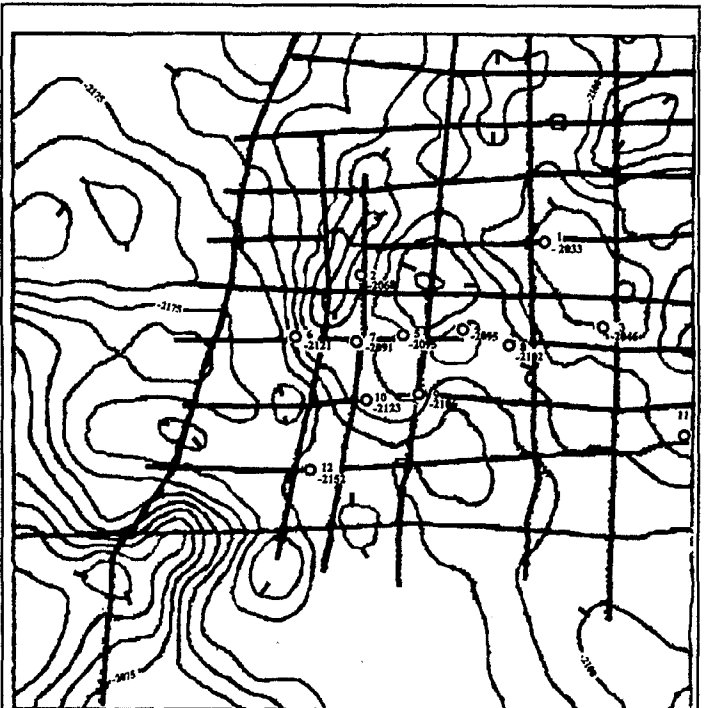


Рис. 3. Структурная карта по кровле продуктивного пласта: 1 – сейсмопрофиль; 2 – скважина, ее номер и абсолютная отметка кровли пласта; 3 – изогипсы кровли пласта с сечением 25 м (направление увеличения глубин указано берг-штрихами)

Совершенно очевидно, что нефтяная залежь по латерали экранируется капиллярным барьером, возникающим вследствие более высоких капиллярных давлений в песчаных фациях, вскрытых скв. 7 и 2, по сравнению с давлениями в скв. 10. Однако сведения о значениях капиллярных давлений, возникающих в продуктивном пласте на контактах нефти и воды, отсутствуют. Тем не менее имеется возможность опосредованно оценить тенденцию изменения капиллярных давлений на качественном уровне по латерали пласта по данным ГИС. Известно, что величина капиллярного давления в значительной степени зависит от соотношения песчаных и глинистых фракций в породе и прямо пропорциональна ее глинистости.

Если не ставить задачу анализа изменения многих параметров литофаций в их взаимосвязи, а иметь в виду оценку двухкомпонентной (псаммит – пелит) системы, то становится возможным применение для характеристики песчаности пласта отрезка кривой ПС, выраженной в числовой форме. Разумеется, такая оценка имеет смысл при уверенности в общности причин, обусловивших конфигурацию кривой в различных скважинах. Известно, что замеряемые значения ПС практически связаны с диффузионными и адсорбционными процессами, зависящими в значительной мере от размера удельной поверхности породы.

С повышением глинистости терригенных пород увеличивается их удельная поверхность и, следовательно, при прочих неизменных условиях возрастают потенциал ПС и капиллярное давление. Так, в цифровой форме были рассмотрены характеристики кривых ПС продуктивного горизонта, вскрытого скв. 10, 7, 2. При этом за правую границу аномалии ПС была взята аномалия против глини абалакской свиты, за левую – минимальное значение кривой ПС, соответствующее наиболее чистому песчаному прослою. За нижнюю и верхнюю границы исследуемого участка кривой ПС приняты подошва и кровля продуктивного пласта. Затем были определены площади правого и левого участков полученных прямоугольников, разделенных кривой ПС. В связи с изменением толщины пласта размеры прямоугольников для разных скважин различны по высоте. Поэтому для определения коэффициентов песчаности и их унификации полученные значения площадей участков были приведены к толще пласта. Очевидно, что песчаность пласта пропорциональна площади правых участков, а глинистость – площади левых. Так, коэффициент песчаности от высокопродуктивной скв. 10 к скв. 7 и 2, т. е. к сводовой части поднятия, где пласт залегает гипсомет-

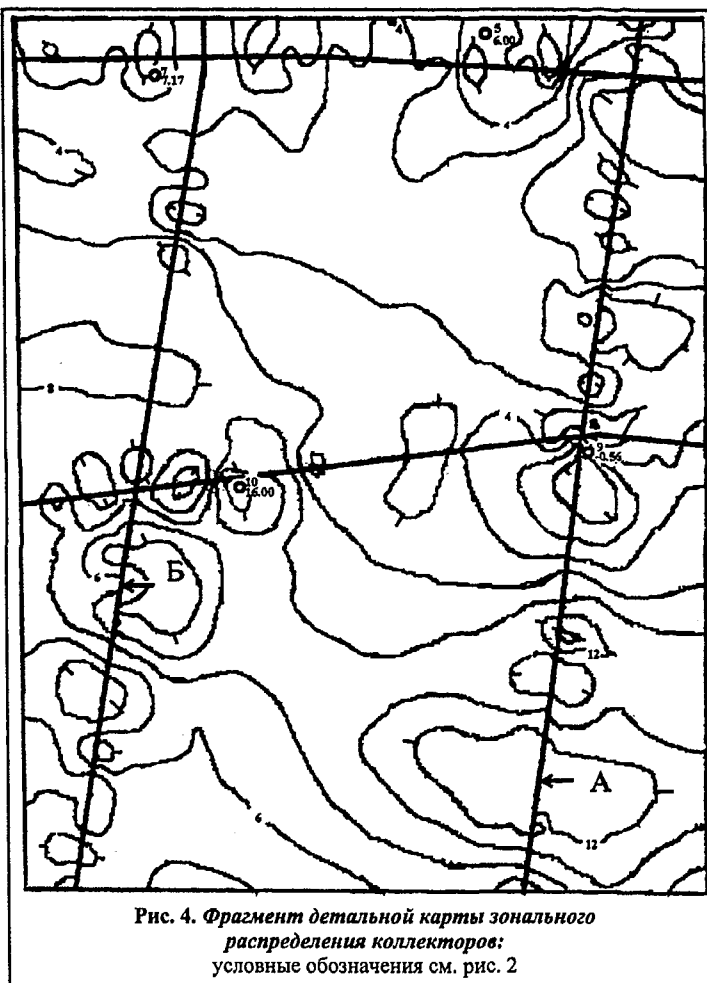


Рис. 4. Фрагмент детальной карты зонального распределения коллекторов; условные обозначения см. рис. 2

рически выше и представлен в основном водонасыщенными песчаниками, изменяется от 2,4 до 1,9 и 1,7, соответственно.

Таким образом, по латерали, в направлении свода поднятия, наблюдается изменение свойств пласта, определяющих капиллярное давление на контакте воды и углеводородов в песчаных породах. Рассмотренное явление свидетельствует о том, что нефтяная залежь со стороны свода антиклинальной структуры находится под контролем капиллярного барьера.

В заключение отметим, что изложенная методика позволяет не только оптимизировать процесс разведки залежи, но и более рационально размещать добывающие скважины на площади. Использование в качестве исходных данных всех трасс обеспечивает детальность построений, достаточную для оптимизации сетки добывающих скважин (рис. 4). Кроме того, становится возможной корректировка прогноза в реальном масштабе времени (так как данные уже занесены в компьютер) разбуривания залежи, до получения результатов интерпретации материалов **объемной сейсморазведки**.