

встречались в каждой скважине. Интервалы газопроявлений приурочены к локальным зонам трещиноватости в глинистых отложениях сармата и карагана.

Практика показывает, что при вскрытии целевых чокракских отложений оптимальной является плотность бурового раствора $2,13 \text{ г/см}^3$. Для предотвращения эффекта поршневания скважины при спускоподъемных операциях необходимо ограничить скорость движения инструмента.

Все вышесказанное позволяет сделать вывод, что, несмотря на сложность геологических условий, соблюдение проектных и технологических решений, заложенных в регламентирующих документах, позволяет успешно осуществлять безаварийную проводку скважин на чокракские отложения в пределах северного борта ЗКП.

Библиографический список

1. *Правила безопасности* в нефтяной и газовой промышленности. – М. : НПО ОБТ, 2003.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ТОЧНОСТИ, ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗОВ И ИНФОРМАТИВНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ МЕТОДОМ 3D/2D НА НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**М.А. Белозерова, геофизик I-й категории отдела мониторинга
сейсмогеологических моделей**

*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
тел.: 8-34-667-65-309; e-mail: belozyorovata@nipi.ws.lukoil.com*

А.В. Лялин, начальник отдела

мониторинга сейсмогеологических моделей

*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
тел.: 8-34-667-6-52-21, e-mail; lyalin_av@nipi.ws.lukoil.com*

Г.И. Глуховцева, начальник группы

лицензирования и геологоразведочных работ

*ТПП «Лангепаснефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь»),
тел.: 8-34-669-3-60-17; e-mail: GIGluhovtseva@lng.ws.lukoil.com*

Рецензент: Бакирова С.Ф.

Рассмотрены основные результаты сравнительной оценки точности, достоверности прогнозов и информативности сейсмических исследований разных лет, ГИС и бурения на территории лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», в частности на территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз».

Basic results of comparative estimation of accuracy, reliability of forecasts and size of the information of seismic researches of different years, GIS and drillings on the territory of license sites of LLC “LUKOIL – Western Siberia”, in particular on the activity territory territorial manufacturing enterprise “Langepasneftegaz” are viewed in the article.

Ключевые слова: сейсморазведка, залежи углеводородов, литолого-фациальная характеристика, сейсморазведочные работы.

Key words: seismic exploration, hydrocarbons deposits, lithological and facial characteristics, seismic survey.

Основной целью государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр является обеспечение России разведанными запасами углеводородного сырья, его рациональная разработка и создание условий для их стабильной добычи в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Главным районом концентрации геологоразведочных работ и прироста запасов углеводородного сырья на территории суши Российской Федерации, наряду с другими районами (Восточно-Сибирская НГП, Прикаспийский район, Тимано-Печерская НГП), была и остается Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция и территория Ханты-Мансийского автономного округа, в частности. В связи с накоплением многолетних результатов сейсмических исследований современными методами сейсморазведки 3D и другими видами геофизических исследований возникла необходимость в сравнительной оценке точности, достоверности прогнозов и информативности сейсмических исследований разных лет, ГИС и бурения на территории лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь». Такая задача была поставлена и решалась нами на территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз», в частности. Для ее решения были выполнены следующие работы:

1) проведен сбор геолого-геофизических данных: результаты сейсмических работ, их обработка и интерпретация, а также данные переобработки и переинтерпретации сейсморазведки прошлых лет;

2) дан анализ степени сходства и различия техники и параметров системы наблюдений в полевой период отработки съемок 3D, дан анализ соответствия современным требованиям графов цифровой обработки полевого материала, а также результатам, полученным в процессе интерпретации сейсмического материала и скважинной информации;

3) в интерпретационном пакете компании “Paradigm Geophysical” были созданы рабочие проекты, в которые были загружены координаты расположения профилей 2D, съемок 3D и сейсмические данные в формате SEG Y, координаты разведочных, поисковых, углубленных скважин ТПП «Лангепаснефтегаз», каротажные кривые, инклинометрия, отбивки по скважинам, файлы корреляции и структурные карты по опорным горизонтам;

4) после загрузки всего геолого-геофизического материала производилась его сейсмическая интерпретация: анализ волнового поля временных массивов 3D, анализ увязки и соответствия корреляции сейсмических горизонтов по отчетным данным площадей, построение карт радиусов девиаций Δh данных бурения и сейсморазведки, проведен анализ поисково-разведочного бурения на исследуемой территории;

5) дана оценка достоверности структурных построений в соответствии с поисково-разведочным бурением на исследуемой территории;

6) проведен вероятностно-статистический анализ распределений глубин основных нефтегазоперспективных комплексов на ЛУ ТПП «Лангепаснефтегаз».

Для проведения сравнительной оценки информативности и достоверности полученных сейсмических данных территория производственной деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз», изученная сейсморазведочными работами в модификации пространственной трехмерной сейсморазведки, была разбита на участки, соответствующие определенным лицензионным участкам. Сейсморазведочные работы 3D выполнялись по методике общей глубинной точки (МОГТ), по которым и были составлены таблицы оценки сте-

пени сходства и различия параметров 3D съемок. Надо отметить, что весьма сложными в плане реализации полевых сейсморазведочных задач были работы на участках сейсмических исследований 3D, находящихся непосредственно в пойме реки Оби. Эти условия предопределили применение при обработке участков нестандартного подхода как при выборе технологии работ (на акватории реки Оби в качестве источника возбуждения упругих колебаний использовались пневмоисточники), так и при размещении пикетов приема и взрыва на площадях.

Территория деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» сложна в техногенном отношении для проведения сейсморазведки, и, как следствие, по причине вынужденных смещений и пропусков ПВ поле кратности становится неравномерным. Кратность внутри куба величина непостоянная, более того, она часто нерегулярна и зависит от факторов на дневной поверхности. Это сильно сказывается на точности количественного прогноза, основанного на амплитудах сейсмической записи. Неблагоприятные поверхностные условия обуславливают понижение частоты, ослабление амплитуд полезных волн и уменьшение соотношения «сигнал/помеха». По всей территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» была составлена обобщенная схема кратности по съемкам 3D, которая являлась основой для выделения на отчетных структурных планах областей более достоверного картопостроения – это области максимальной кратности записи, и менее достоверного – по краям площадей.

Пространственная сейсморазведка – достаточно трудоемкое мероприятие, поэтому при необходимости покрыть большие площади процесс съемки растягивается на несколько лет. Возникают ситуации, когда обработку сейсмических материалов выполняют по разным графам, а то и вообще в разных организациях, что ведет к получению волновой картины разного вида, и при стыковке материалов наблюдений разных лет часто существуют проблемы. Обработка сейсмических материалов полигонов 3D в пределах территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» проводилась в основном по стандартному графу, направленному на сохранение амплитуд в широком диапазоне частот. Проводился анализ искажающего влияния верхней части разреза, позволяющий получать суммарные и мигрированные кубы сейсмических данных с достаточно высокой степенью разрешенности, что предопределяло возможность решения поставленных геологических задач. В настоящее время одним из главных критериев сейсмических данных в регионах Западной Сибири является получение разрезов с хорошей разрешенностью слабых, акустически неконтрастных отражений, характеризующих внутреннее строение ачимовских сейсмогеологических комплексов. Нижнемеловой интервал отложений характеризуется наличием наклонных отражающих горизонтов. Следует отметить особую сложность и неоднозначность волнового поля в пределах ачимовского комплекса, представленного набором переслаивающихся отражений с резко меняющимися динамическими составляющими. Для подобных разрезов характерны явления интерференции и инверсии, что существенно осложняет корреляцию таких горизонтов: отражающие горизонты либо прекращают прослеживаться, либо теряют свою динамическую выразительность. По поводу достоинств результатов обработки каждого из годов могут быть разные мнения, но одно несомненно: она постоянно прогрессирует, предоставляя все новые возможности. Об этом можно судить, сравнивая результаты переобработки материалов прошлых лет. На рисунке представлено строение неокотской части разреза на Южно-Покачевской и

прилегающих площадях на примере композитного временного разреза, выровненного по опорному ОГБ, полученному по результатам переобработки 3D разных лет в пределах Южно-Покачевского ЛУ. Увязанные по амплитудам, фазам и временам сейсмические материалы разных лет позволили корректно проследить отражения, контролирующие перспективные горизонты и продуктивные пласты и в дальнейшем получить единые структурные планы в пределах всего Южно-Покачевского ЛУ, уточнить геометрию залежей УВ, определить дальнейшие перспективы изучаемой территории.

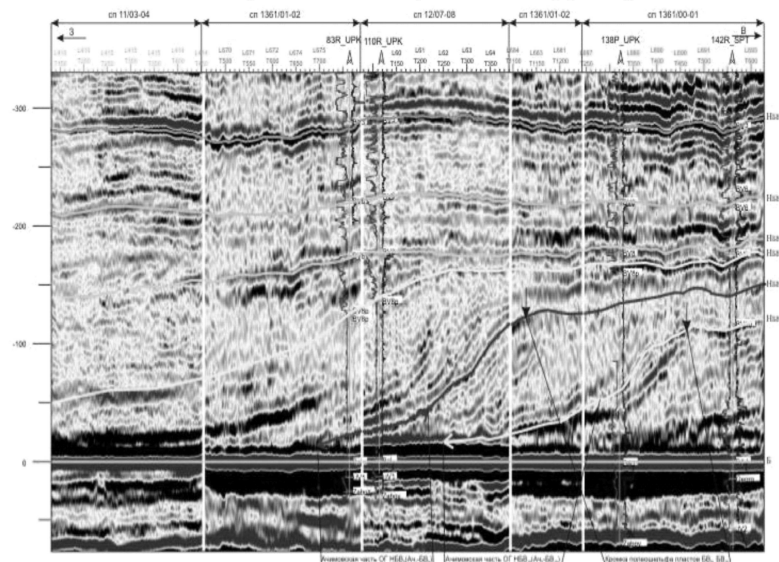


Рис. Сравнение волновых полей на временных разрезах разных лет

Проведен анализ и сопоставление полученных результатов при применении различных методов интерпретации полученных данных пространственной сейсморазведки 3D по всей территории деятельности ТПП «Лангепас-нефтегаз». Методы интерпретации условно разделены на качественные и количественные, в числе первых рассмотрены выделение сейсмокомплексов (использование его с целью стратиграфической привязки), сейсмофациальное картирование, анализ карт амплитуд, выделение тектонических нарушений, выделение признаков присутствия УВ и другие. В числе количественных методов подробно рассмотрены и дана оценка результатам параметрического анализа сейсмической записи, методам инверсии сейсмических данных, AVO-анализа. Все вышеперечисленные методы заслуживают использования при интерпретации, или истолковании, сейсмических данных, при условии их осмысленного применения и внимательного контроля за входными данными и наличии полной информационной базы о геолого-геофизическом строении изучаемой среды. Дан анализ на основании результатов комплексной геолого-геофизической интерпретации и перспектив нефтегазоносности проведению и изучению литолого-фациальных характеристик пластов и построению фациальных схем по исследуемым сейсмическим участкам 3D. Проведена оценка надежности статистических связей между промыслово-геофизическими, петрофизическими и сейсмическими данными с целью проведения атрибутивного прогнозирования Нэф (эффективная толщина коллектора в пласте). Дана оценка достоверности и подтверждаемости на основании комплексного анализа сейсмических и скважинных данных осуществлению

площадного прогноза и построению карт эффективных нефтенасыщенных толщин пластов, расчету площадей залежей, рекомендациям бурения скважин.

В ходе выполнения работ были построены прогнозные карты радиусов девиаций Δh , карты отклонения данных бурения и сейсморазведки. В основу построений прогнозных карт легло сопоставление структурных планов по основным целевым горизонтам полученных в ходе обработки и интерпретации сейсмических исследований данных бурения в пределах съемок 3D. При сопоставлении использовались данные только поискового, разведочного и углубленного бурения. Построение карт радиусов девиаций проводилось в интерпретационных модулях SeisEarth и iMap программного пакета "Paradigm Geophysical", в программе Isoline.

Исходными данными явились значения абсолютной глубины залегания горизонта по данным структурных построений по съемкам 3D и маркеры этого горизонта по данным в точке координаты скважины. Контроль точности прогноза осуществляется полуавтоматически по расхождению между картой глубин и значений глубин в скважине.

Полученные прогнозные карты могут использоваться с некоторой долей достоверности при геологическом моделировании, при оценке точности и достоверности структурного каркаса, полученного по данным сейсморазведки. По отраженной информации на картах можно судить о полноте массива существующих сейсмических и скважинных данных.

Знание основных причин расхождения данных сейсморазведочных работ и бурения и величин самих отклонений, встреченных характерных особенностей и препятствий при проведении сейсморазведочных работ на определенных участках может быть использовано при планировании и проведении дальнейших сейсморазведочных работ, переобработке и переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических материалов, что позволит повысить эффективность проектируемых работ и уменьшить затраты на их проведение.

ОСОБЕННОСТИ СОЛЯНО-КУПОЛЬНОЙ ТЕКТониКИ ЦЕНТРАЛЬНО-АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Е. Дуванова, заведующая Астраханским сектором

ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»,

тел.: (8512)48-40-42, 8905 362-78-10; e-mail: marya.duvanova@yandex.ru

Е.Н. Лиманский, аспирант

Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,

тел.: 8(8472)-26-27-99; e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Бражников О.Г.

Анализ фактического материала позволил рассмотреть тектонические элементы соляного комплекса Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения, по данным результатов бурения скважин и по данным геологоразведочных работ.

The analysis of an actual material has allowed to consider tectonic elements of a hydrochloric complex of Central Astrakhan gas condensate deposit, according to results of drilling of wells and according to prospecting works.