

Рис. Результат использования атрибута Ant Tracking

В ходе работы было определено, что наиболее подходящими для выявления структурных нарушений являются атрибуты хаос, когерентность, Ant Tracking и различные вариации их комплексирования и изменения параметров. Перечисленные атрибуты с большой долей вероятности могут быть успешно применены на других территориях.

В будущем планируется использование нейронных сетей для уточнения полученных данных. Также полученные в ходе данной работы результаты, с целью определения их корректности, были сравнены с результатами исследования положения разломов, проведенного ранее на исследуемой территории компанией ООО «Славнефть НПЦ» с помощью метода синергетических сингулярностей.

Итог сравнения позволяет говорить о том, что полученный комплекс атрибутов дает верный результат.

Литература

1. Волкова А.А., Меркулов В.П. Применение сейсмических методов для оценки перспектив нефтегазоносности отложений палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 156 – 162.
2. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов / Р. Дабер, Е. Дитча, Л. Э. Густафссон и др. – Ставангер, Норвегия: Schlumberger, 2007. – 119 с.
3. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel. МАИ Принт. – Москва, 2014. – С. 181 – 213.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И СТРОЕНИЕ ПЛАСТА ХМ₂ ЯРОНГСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ М (ЯНАО)

Ракитина В.А., Недоливко Н.М.

Научный руководитель - доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном отношении месторождение М расположено в Ямало-Ненецком Автономном округе Российской Федерации. В тектоническом плане оно приурочено к локальному поднятию одноимённого названия Ямало-Гыданской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Согласно стратиграфическому делению пласт ХМ₂ относится к яронгской свите альбского яруса. Свита формировалась в период альбской трансгрессии и генетически связана с морским комплексом отложений, представленных чередованием глинистых пород с прослоями песчаников и алевролитов [2].

В качестве исходного материала рассмотрены результаты описания керна и геофизических исследований скважин, методологическим обеспечением проведенных исследований послужила методика В.С. Муромцева по электрометрической геологии песчаных тел [3], дополненная А.В. Ежовой [1].

Глинистые породы окрашены в темно-серый и серый свет, в них преобладают косоволнисто-, пологоволнисто- и волнисто-линзовидно-слоистые текстуры, отражающие волновой характер движения воды, часто присутствует горизонтальная тонкая и мелкая слоистость, образованная при осаждении материала в условиях слабо подвижных вод.

Структуры пород пелитовые (в тонкоотмученных разностях) и алевроитовые (в смешанных алевроитистых и алевроитовых разностях). Повсеместно отмечаются постепенные переходы глинистых пород в алевролиты, отражающие периодически меняющиеся условия седиментации.

Породы содержат следы взмучивания, размыва и биотурбации, представленные ходами, норками, следами ползания и зарывания донных организмов, заполненными алевроитовым и глинистым материалом.

Песчаники светло-серые до серых, преимущественно мелкозернистые и средне-мелкозернистые, по составу полевошпатово-кварцевые с небольшим содержанием обломков пород, сцементированные глинистым, глинисто-карбонатным и карбонатным цементом. Породы однородные и слоистые, слоистость преимущественно волнистого

типа, образована намывами глинистого материала и углефицированного растительного детрита, иногда нарушенная следами жизнедеятельности донных животных.

Пласт ХМ₂ на территории исследования вскрыт всеми скважинами, развит повсеместно и характеризуется невыдержанной толщиной, меняющейся от 24,7 до 45,9 м. Наибольшая толщина пласта отмечается на юге месторождения и закономерно снижается в северном направлении (рис. 1).

Пласт ХМ₂ имеет неоднородное строение, сложен песчаниками, алевролитами и глинистыми породами. Неоднородное строение пласта привело к широкому диапазону изменения песчанности разрезов, варьирующей в пределах от 15 до 89 %. Наиболее высокие значения песчанности и более однородный состав отложений наблюдаются в южной части месторождения (рис. 2). К северу и востоку территории песчанность разрезов снижается, а неоднородность возрастает.

Толщина песчаников, измеренная по линии $\alpha_{пс}=0,5$, колеблется от 5,2 до 30,8 м. Максимальными толщинами обладают песчаники, распространенные на западе и в южной части территории месторождения.

Распределение песчаного, алевролитового и глинистого материала в пласте ХМ₂ обусловлено условиями седиментации: динамикой среды, характером морского дна и удаленностью от береговой линии. В целом отложения накапливались в условиях изменчивой гидродинамической среды: от практически стоячих вод ($\alpha_{пс}=0$) до вод с очень высокой подвижностью ($\alpha_{пс}=1$).

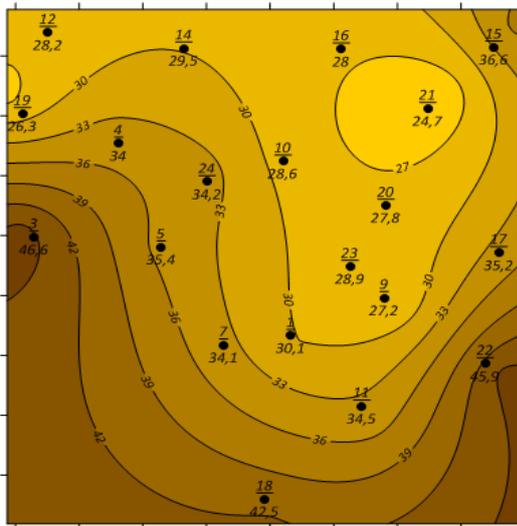


Рис. 1 Карта толщин пласта ХМ₂ месторождения М

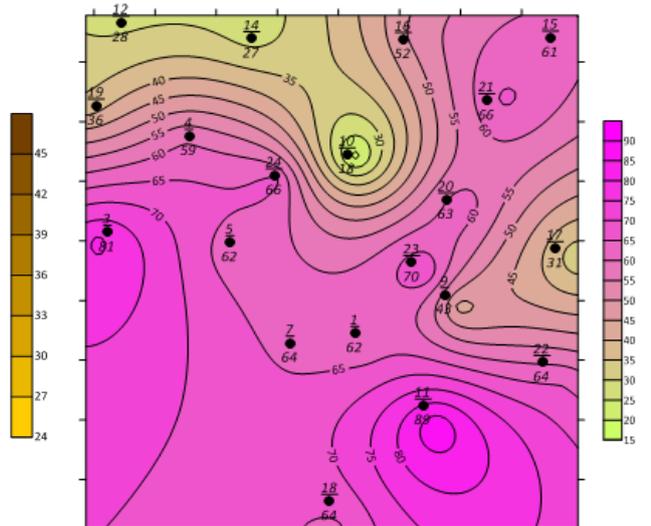


Рис. 2 Карта песчанности пласта ХМ₂ месторождения М

Наиболее активная динамическая обстановка существовала на юге, в центре и на востоке месторождения (рис. 3), где в пределах более приподнятых участков морского дна накапливались средне- и средне-мелкозернистые песчаные осадки. На севере территории, наиболее удаленной от береговой линии, на углубленных участках морского дна накапливались более мелкозернистые пески, переслаивающиеся с алевролитами и глинистыми илами.

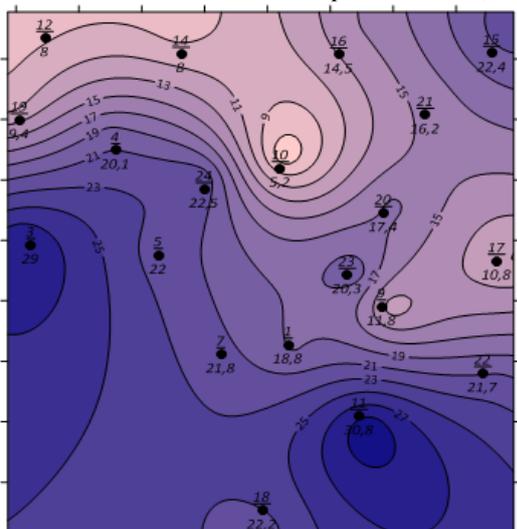


Рис. 3 Карта толщины песчаников по $\alpha_{пс} = 0,5$. Пласт ХМ₂ месторождения М

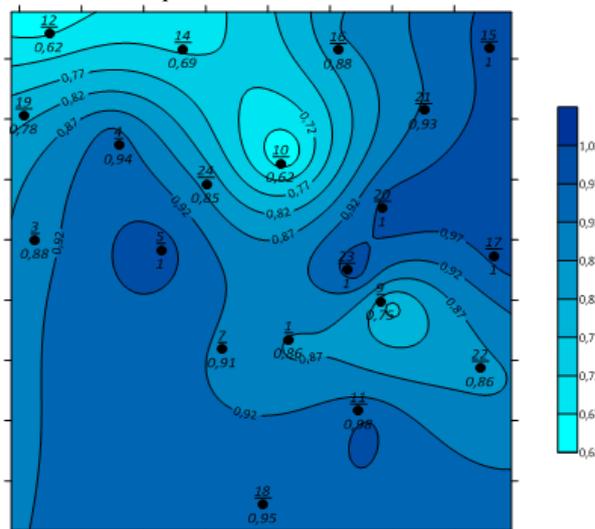


Рис. 3 Карта значений $\alpha_{пс}$. Пласт ХМ₂ месторождения М

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Анализируя результаты проведенных исследований, можно сделать выводы, что пласт ХМ₂:
- на территории исследования имеет неоднородное строение и сложен песчаниками, алевролитами и глинистыми породами;
- отложения накапливались в прибрежной полосе моря;
- наклон территории осуществлялся с юга на север, в этом же направлении увеличивалась глубина бассейна, возрастала удаленность области седиментации от береговой линии, снижалась гидродинамическая активность;
- увеличение общих толщин, толщины песчаников, их зернистости, песчанности разрезов и степени однородности возрастает с севера на юг территории по мере приближения к береговой линии.

Литература

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие. – 3-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 114 с.
2. Кислухин И.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Собослаи М.Г.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все больше месторождений можно отнести к «стареющим», так как на данных месторождениях снижается уровень добычи и происходит значительный рост обводненности скважинной продукции. При этом коэффициент извлечения нефти не превышает 0,35%. Это означает, что с каждым годом увеличиваются объемы трудноизвлекаемой нефти, которую трудно добыть традиционными методами. Соответственно, необходимо более качественно осуществлять доработку имеющихся запасов. Поэтому нефтяным компаниям и науке в целом необходимо уделять максимальное внимание совершенствованию технологий разработки месторождений на последних стадиях.

Полимерное заводнение (ПЗ) является одной из технологий, с помощью которой можно увеличить коэффициент извлечения нефти. Сущность ПЗ заключается в закачке в пласт раствора воды с добавлением полиакриламида (ПАА). При ПЗ происходит увеличение вязкости раствора и отношения подвижности воды и нефти, что приводит к выравниванию фронта вытеснения и уменьшению числа высокопроницаемых пропластков [1]. Вследствие чего увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Первым и наиболее важным этапом при применении ПЗ является рассмотрение геолого-физических условий. Диапазон условий для применения данной технологии значительно расширился за последние годы, что позволило применять ПЗ на месторождениях, где ранее технология не применялась. Данный тип заводнения применим и для карбонатных и для терригенных типов коллекторов. Благодаря разработкам, в нефтехимии появилась возможность применять полимеры в более жестких условиях, т.е. разрабатываются различные добавки. Специальное оборудование, которое применяется, исходя из процесса закачки раствора, позволяет повысить эффективность технологии и минимизировать риск разрушения полимера до попадания в пласт. Как видно из таблицы 1, ПЗ возможно применять для пластов с высокой температурой и минерализацией, а также для пластов с высоковязкой нефтью, что ранее было невозможно [2]. Полимерные растворы обеспечивают более эффективное применение, удовлетворяющие нескольким основным параметрам. (табл.).

Таблица

Параметры полимерного заводнения

Характеристики коллектора	Текущий диапазон применения
Проницаемости коллектора, мкм ²	0,01-10
Температуре пласта, °С	> 140
Вязкость нефти в пласте, сПз	> 13 000
Плотность нефти, кг/м ³	> 965,9
Минерализации пластовой воды, г/л	< 280
Текущая нефтенасыщенность, %	> 20

Как видно из характеристик, удовлетворяющих основным требованиям ПЗ, важную роль играют проницаемость пласта, температура пласта и минерализация пластовой воды. Стоит отметить, что в карбонатных коллекторах практически не применяется ПЗ, так как в данном типе коллектора присутствуют ионы кальция Ca²⁺ и магния Mg²⁺, что может привести к осаждению полимера солями кальция и магния. Поэтому при применении ПЗ в карбонатных коллекторах необходимо более тщательно изучить характеристики пласта и проводить лабораторные исследования с целью нахождения оптимального состава.