

щадей Припятского прогиба, а так же кросс-плотов между этими картами, позволяет характеризовать только атрибуты $\Lambda \cdot \rho \text{Reflectivity}$ и $\mu \cdot \rho \text{ Reflectivity}$, Fluid Factor, а так же Normal Incidence Reflectivity, Gradient (рис.) как наиболее информативные.

Построение кросс-плотов между парами соответствующих атрибутивных карт, осуществляется с целью идентификации характера аномалий. Основной задачей при анализе кросс-плотов является выделение области, выпадающей из трендовой зависимости точек, которая предположительно локализована в зоне углеводородонасыщения или районе предполагаемого коллектора. Аномалии, выделяемые на кросс-плотах, могут быть связаны не только с пористостью, но и с другими отличными от окружающих пород свойствами, следовательно, для проведения данного анализа необходимо наличие достаточного количества скважин, которые имели бы в своём разрезе породы-коллекторы с различными свойствами или их отсутствие.

AVO-анализ, апробированный в других регионах, является качественным методом, позволяющим дополнить прогноз ФЕС по сейсмическим данным, главным образом, для терригенных коллекторов. Однако, положительный практический результат прогноза на карбонатных коллекторах позволяет рекомендовать проведение AVO-анализа как в терригенных, так и в карбонатных отложениях на площадях Припятского прогиба.

Библиографические ссылки

1. Воскресенский Ю. Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов: учеб. пособие для вузов. М. : РГУ нефти и газа, 2001.
2. Переволоцкая Я. А., Шкрабов А. П. Применение AVO-анализа для оценки межсолевого комплекса Красносельского месторождения Припятского прогиба // Літасфера. 2017. № 1 (46) С. 129–134.
3. Переволоцкая Я. А., Чебурахин Ю. А., Конюшенко А. С. Алгоритм обработки сейсмического материала для проведения динамического анализа с целью изучения карбонатных коллекторов Припятского прогиба // Літасфера. 2018. № 1 (48). С. 30–37.
4. Разин А. В., Меркулов В. П., Чернов С. А. Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа. Томск : Центр проф. переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2004.

УДК 550.849

ПРОГРАММНЫЙ АНАЛИЗАТОР ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНОГО И ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН

С. С. Коранчук

Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти,
ул. Книжная 15а, 246003 Гомель, Республика Беларусь; S.Koranchuk@beloil.by

На примере подсолевой залежи Вишанского, а также подсолевой и межсолевой залежей Осташковичского месторождений показаны результаты работы программного анализатора взаимодействия нагнетательного и добывающего фонда скважин.

Ключевые слова: скважины; программный анализатор.

На фоне высокого темпа развития современных технологий и роста требований к анализу разработки, гидродинамическим моделям и прогнозируемым вариантам разработки, а также большой загруженностью специалистов ручным анализом, критически важным является автоматизация процессов по сбору, хранению и обработке технологических показателей разрабатываемых нефтяных и газовых залежей. К сожалению, белорусская нефтяная отрасль пока ещё не настроена на автоматизацию процесса сбора, в связи с высокой стоимостью необходимого оборудования, однако этапы по хранению и обработки данных имеют положитель-

ный тренд развития. К примеру, с целью хранения данных и информационного обеспечения деятельности подразделений и служб предприятия разнообразной геолого-геофизической информацией создана база OraView.

Программа, представленная в данной статье, разработана в среде Visual Basic. Её функция заключается в анализе технологических показателей разработки по добывающим и нагнетательным скважинам и предоставлении исчерпывающих выводов по наличию или отсутствию гидродинамической связи между ними, а также выявление основных направлений фильтрации и поиск заколонных перетоков. В работе представлены результаты использования данного программного продукта на примере подсолевой залежи Вишанского (ВМ), подсолевой и межсолевой залежи Осташковичского (ОМ) месторождений.

На данный момент решением подобных задач занимаются в Тюменском Институте нефти и газа (ТИНГ), с помощью разработанного программного пакета «АТЛАС Управление заводнением». Данная программа предназначена для решения задач оптимизации процесса закачки воды в пласт с целью увеличения добычи нефти и снижения эксплуатационных затрат. Математические методы, применяемые в решении данных задач, относятся к разделу регрессионного анализа, началом развития которого можно считать 1943 г. и работу У. Маккалока и У. Питтса [1]. Одним из современных методов регрессионного анализа является искусственные нейронные сети. В нефтяной науке есть успешный опыт их применения, а именно: прогнозирование эффективности гидроразрыва пласта [2], интерпретация геофизических исследований [3], прогнозирование состояния системы обустройства [4]. В Республике Беларусь подобных аналогов не существует.

Описание алгоритма работы. Данные по добывающим и нагнетательным скважинам, такие как, дебит жидкости, динамический уровень, приёмистость, проведённые геолого-технические мероприятия приводятся к нормированному виду и заносятся в программу. Далее задаётся градация значений параметров, при соблюдении которых программа запоминает данное число, а также сопутствующую информацию, а именно: номер скважины и дата замера.

Пример градации увеличения дебита жидкости добывающей скважины: если дебит жидкости находится в пределах от 50 до 100 т/сут, то при увеличении его на 10 % запомнить число и сопутствующие данные; если дебит жидкости больше 100 т/сут, то при увеличении его на 5 % запомнить число и сопутствующие данные.

Пример градации увеличения приёмистости нагнетательной скважины: если приёмистость находится в пределах от 500 до 1 000 м³/сут, то при увеличении его на 10 % запомнить число и сопутствующие данные; если приёмистость больше 1 000 м³/сут, то при увеличении его на 5 % запомнить число и сопутствующие данные.

После автоматического анализа по градациям происходит дальнейшая отбраковка и использованием дополнительных условий, а именно: если при росте дебита жидкости, динамический уровень не повысился более чем на 100 м, данные не учитываются; после проведения ГТМ на добывающей скважине в последующие два месяца данные не учитываются; при увеличении приёмистости на нагнетательной скважине, отклик по добывающей наблюдается в течении 2 мес. и не более.

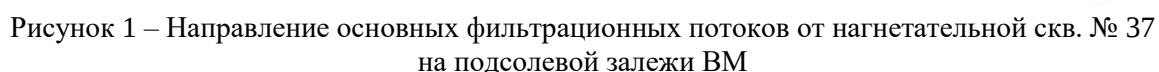
По результатам работы программы можно определить основные направления фильтрации воды от нагнетательных к добывающим скважинам на каждый временный шаг.

Результаты использования программного анализатора. Связь между увеличением динамического уровня и дебита жидкости в добывающих скважинах и увеличением приёмистости в нагнетательных анализируется в очень редких случаях и тем более не затрагивает весь объём данных. Поэтому для подобных задач лучше использовать автоматическую систему анализа.

На примере подсолевой залежи ВМ удалось установить направления основных фильтрационных потоков от нагнетательных скважин к добывающим. Нагнетательная скв. № 142 в

На примере подсолевой залежи ОМ с помощью программного анализатора удалось установить наличие связи между нагнетательной скв. № 20, ведущей закачку в межсолевую залежь, и добывающими скважинами, работающими на подсолевой залежи воронежского горизонта. По результатам адаптации гидродинамических моделей подсолевой и межсолевой залежей ОМ удалось определить объём внедрившейся воды, который составил 1,65 млн м³. На рис. 3 синими стрелками представлено направление фильтрации воды от нагнетательной скв. № 20 к добывающим скв. № 211 и 226.

На рис. 4: 1 – соответствует скважинам, располагающимся в приконтурной и законтурной областях; динамика пластовых давлений характеризуется наличием хорошей гидродинамической связи областей; 2 – соответствует скважинам, располагающимся внутри контура нефтеносности; 3 – обозначены замеры пластовых давлений по скважинам, которые ведут закачку в зону ухудшенной проницаемости. Как видно из рис. 4, с 1972 г. происходит рост пластового давления по внутриконтурным скважинам, что объясняется размывом соляного экрана и выноса большого количества соли. Данный факт подтверждается по результатам анализа с помощью программного комплекса, а именно до этой даты не удалось определить связь между скважинами, однако после 1972 г. количество связей между нагнетательными и добывающими скважинами резко возросло.



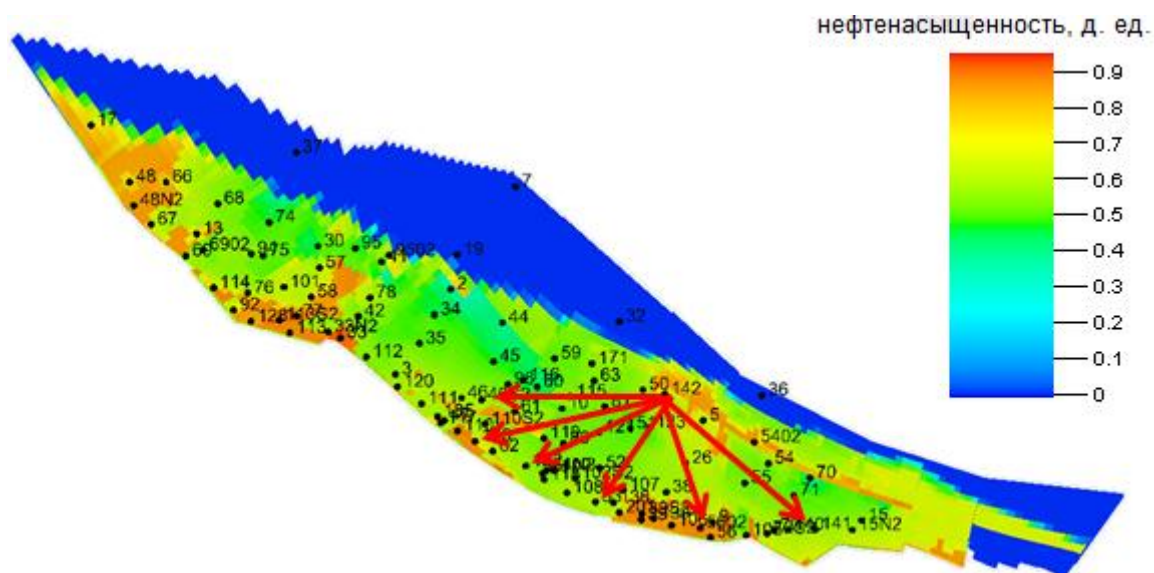


Рисунок 2 – Направление основных фильтрационных потоков от нагнетательной скв. № 142 на подсолевой залежи ВМ

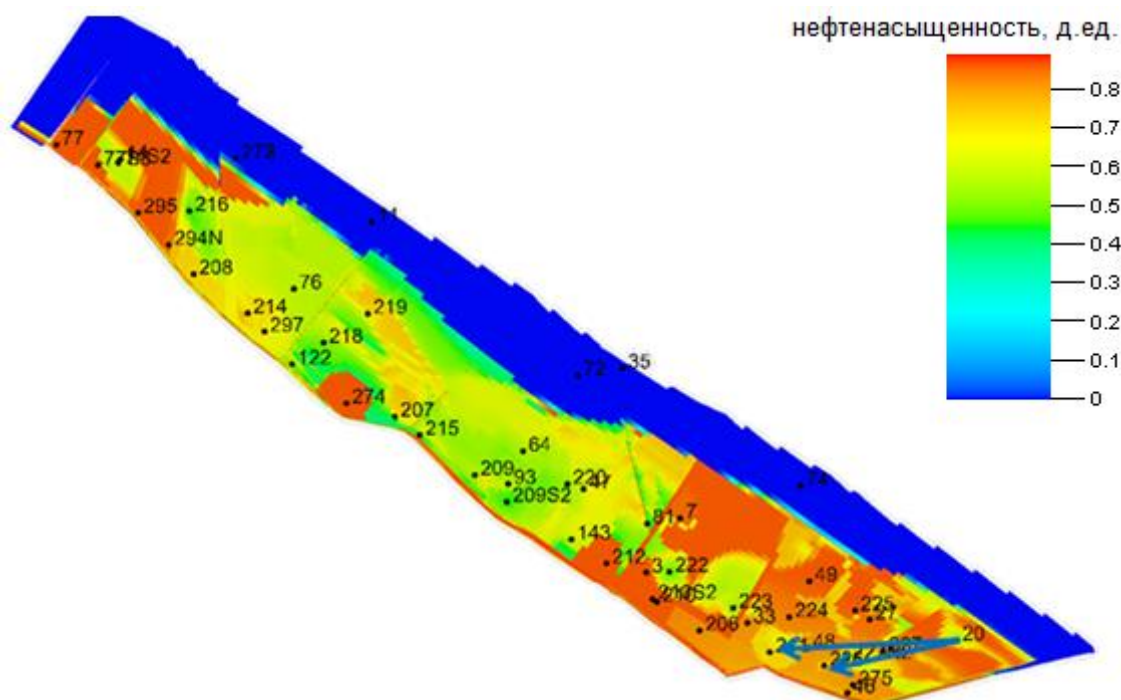


Рисунок 3 – Направление движение воды от нагнетательной скв. № 20 вследствие наличия заколонной циркуляции

Выводы. На примере подсолевой залежи ВМ, а также подсолевой и межсолевой залежей ОМ показаны результаты работы программного анализатора, разработанного в отделе моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа. С помощью данной программы можно сделать анализ огромного количества данных и получить исчерпывающие выводы о направлении фильтрационных потоков и наличии заколонных перетоков. Данная программа первая в своём роде на территории Республики Беларусь. Необходимо отметить, что решением подобных задач занимаются в Тюменском Институте нефти и газа (ТИНГ), с помощью разработанного программного пакета «АТЛАС Управление заводнением».

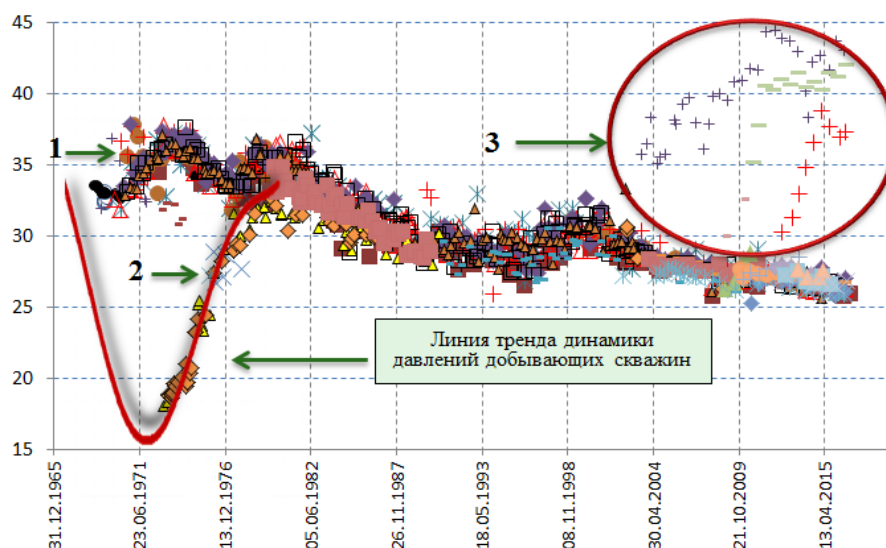


Рисунок 4 – График изменения пластовых давлений добывающего и нагнетательного фонда скважин, МПа

Библиографические ссылки

1. Мак-Каллок У. С., Питте В. Логическое исчисление идей, относящихся к нервной активности // Автоматы / Под ред. К. Э. Шеннона и Дж. Маккарти. М. : Изд-во иностр. лит., 1956. С. 363–384.
2. Мандрик И. Э., Гусев В. В., Сыртланов В. Р., Громов М. А., Захарян А. З. Нейроинформационные подходы к прогнозированию эффективности гидравлического разрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. № 6. С. 44–49.
3. Паклин Н. Б., Мухамадиев Р. С. Использование обучающихся алгоритмов для интерпретации данных ГИС // Бурение и нефть. 2005. № 5. С. 12–16.
4. Кононов С. В., Коровин Я. С., Ткаченко М. Г. Оперативная диагностика состояния нефтепромыслового оборудования на основе технологий интеллектуальной обработки данных // Нефтяное хозяйство. 2012. № 9. С. 116–118.

УДК 550.849(476)

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЛИНЕАМЕНТНЫЙ АНАЛИЗ УЧАСТКА ПРИПЯТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА СРЕДСТВАМИ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ LEFA

А. А. Куковский

Белорусский государственный университет, факультет географии и геоинформатики,
пр. Независимости 4, 220030 Минск, Республика Беларусь; kuksouski@bsu.by

Показаны возможности автоматизированного линеamentного анализа средствами специализированного программного обеспечения LEFA.

Ключевые слова: линеamentный анализ; Припятский нефтегазоносный бассейн; LEFA.

Линеamentный анализ – один из методов обработки данных дистанционного зондирования Земли с целью изучения глубинного строения конкретной территории. Суть метода состоит в выделении протяжённых линейных элементов – линеamentов, как прямолинейных, так и дугообразных (кольцевые структуры) в рисунке земной поверхности. Прямолинейные