

информативности атрибута $vf45rn30Fsd$ – неверно. По аналогии с Aps , коэффициенты корреляции, а также объемные модели, были рассчитаны для трех оставшихся параметров: Agk , $Angk$ и $Kп$. Соответствующие результаты кросс-валидации приведены в таблице 2.

Таблица 2

Информативные атрибуты по критерию максимальной корреляции и результаты кросс-валидации

Параметр геологической среды	Aps	$Kп$	Agk	$Angk$
Наиболее информативный атрибут по критерию максимальной корреляции	$vf45rn30Fsd$	g	n	sd
Атрибут, при котором ошибка кросс-валидации минимальна	Puasson	Puasson	$vf45rn30Fsd$	Puasson

Очевидно, что корреляционный метод оценки информативности оказался неэффективным. Из этого можно сделать вывод, что в рамках задачи моделирования параметров геологической среды, для оценки информативности сейсмических атрибутов надежнее использовать результаты кросс-валидации. Для её проведения достаточно вычислить прогнозные значения параметров лишь в тех точках, в которых известны реальные значения. Такой подход, однако, весьма трудоемок при использовании алгоритмов машинного обучения и нейронных сетей, т.к. большая их часть обучается по данным всего месторождения даже в случае, когда прогноз осуществляется лишь в нескольких точках.

Выводы: в ходе данной была проверена гипотеза о том, что информативность сейсмических атрибутов при решении задачи прогноза параметров геологической среды может быть оценена с путем расчета коэффициента корреляции Пирсона между сейсмическими атрибутами и прогнозируемыми параметрами; проверяемая гипотеза была отвергнута, так как результаты корреляционной оценки информативности противоречили результатам кросс-валидальной оценки точности.

Литература

1. Лаврик А.С., Логинов Д.В., Ванярхо М.А. Применение нейросетей для прогнозирования пористости в 3D кубах (расчет по сейсмическим атрибутам и каротажным данным) // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2012. – Т. 39. – №. 1. – С. 54–57.
2. Philip S. Shultz, Shuki Ronen, Masami Hattori and Chip Corbett. Seismic-guided estimation of log properties // The Leading Edge. – 1994. – Volume 13. – Issue 5. – P. 305–310.
3. Shestakov V.V., Stepanov D.Yu., Sysolyatina G.A. Three-dimensional models of geoenvironmental parameters // Advances in Computer Science Research. – 2016. – Vol. 51. – Information Technologies in Science, Management, Social Sphere and Medicine (ITSMSSM 2016). – P. 126–129.

ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ НА ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ДАННЫХ ГИС НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.В. Яковенко

Научный руководитель доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

При анализе расположения и подсчета запасов большое значение имеет оценка фильтрационно-емкостных свойств, получаемых по комплексу данных исследований керна и ГИС. Эти данные существенно зависят от истории геологического развития и обстановок осадконакопления пластов-коллекторов. В качестве примера рассмотрены данные по Крапивинскому месторождению.

В геологическом строении Крапивинского месторождения принимают участие интенсивно метаморфизованные и дислоцированные образования доюрского складчатого фундамента и залегающие на нём терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

В тектоническом плане Крапивинское месторождение приурочено к группе сложно построенных локальных поднятий, принадлежащих, в свою очередь, южной части Каймысовского свода. Основным продуктивным объектом является верхневасюганская подсвета, сложенная преимущественно песчаниками, объект представляет собой региональный нефтегазоносный горизонт Ю₁. Пласт Ю₁³ подугольной толщи прослеживается по всему району Каймысовского свода, он сформирован в прибрежно-морских условиях при слабой регрессии морского бассейна. Анализ геолого-геофизических данных проводился по этому основному продуктивному объекту.

Особенности литологического строения пласта Ю₁³ позволяют выделить в пределах Крапивинского поднятия четыре фации: 1(1а, 1б, 1в), 2, 3, 4 (рис. 1).

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ
И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

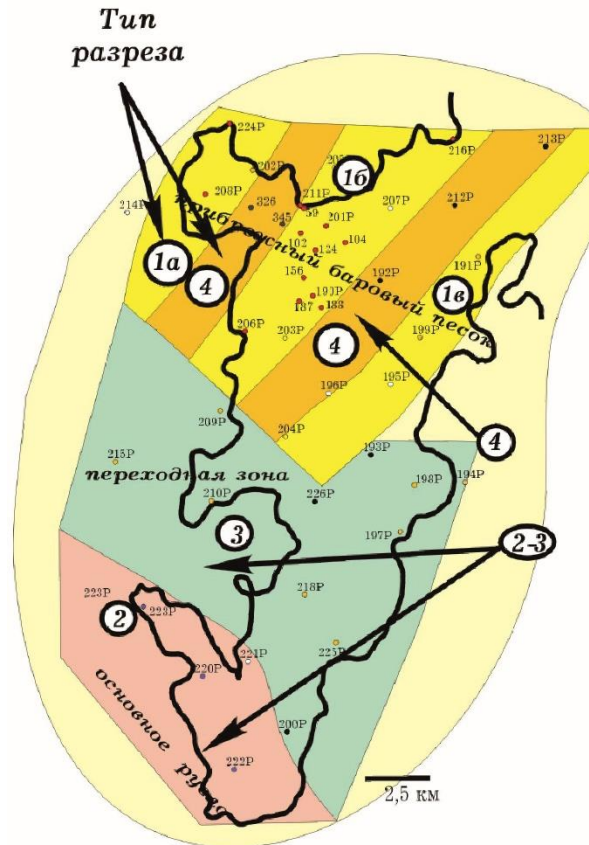


Рис. 1 Фациальная схема продуктивного резервуара Ю¹³ Крапивинского месторождения
(Белозеров В.Б., 2004)

Фаацию 1а слагают крупно-среднезернистые, массивные, слабосцементированные песчаники. Формирование осадка происходило в условиях пляжа при участии сильных вдольбереговых течений. Фаацию 1б слагают средне-мелкозернистые, слабо- и среднесцементированные массивные песчаники. Формирование осадка происходило в условиях пляжа и мелководной зоны при участии сильных вдольбереговых течений. Фаацию 2 слагают массивные, неясно- либо горизонтальнослоистые, мелкозернистые, слабглинистые песчаники и алевролиты. Формирование осадка связано с микрофациями пляжей больших равнинных рек, эоловой переработкой речных осадков, с фацией направленных течений. Фаацию 3 слагают в нижней части разреза средне-мелкозернистые, среднесцементированные, градиционно и горизонтально-слоистые песчаники, а в верхней – массивные, горизонтально-слоистые, мелкозернистые, слабглинистые песчаники и алевролиты. Формирование осадка происходило в условиях морского мелководья при участии направленных течений. Фаацию 4 слагают мелкозернистые, горизонтально и косослоистые песчаники, а также алевролиты. Формирование осадка происходило в условиях морского мелководья при участии вдольбереговых течений [1].

В ходе работы были определены интерпретационные параметры по керновым данным:

- По построенной зависимости плотности от открытой пористости рассчитано значение плотности скелета, данный параметр получился одинаковый по всем фациям и составляет среднее значение $2,66 \cdot 10^{-3}$ кг/м³.
- По построенной зависимости скорости продольных волн от открытой пористости рассчитано значение скорости распространения продольных волн в скелете, среднее значение которой составляет 4,64 км/с.
- По построенной зависимости времени пробега продольных волн от открытой пористости рассчитано значение времени пробега продольных волн в скелете, среднее значение которого составляет 185,89 мкс/м.

Аномальными являются фация 1в и фация 2. Фаация 1в относится к осевой части барового тела и отличается аномальными петрофизическими параметрами, что мы видим из полученных результатов: скорость продольных волн в скелете составляет 4,53 км/с, а время пробега продольных волн увеличилось по сравнению с другими фациями и составляет 226,63 мкс/м. Фаация 2 относится к русловому типу отложения и в ней породы более сортированы и упорядочены. Исходя из полученных данных, скорость прохождения акустических волн намного выше, чем в других фациях, и составляет 5,97 мкс/м, а время пробега продольных волн в скелете составляет 117,92 мкс/м.

Для дальнейшего расчета водонасыщенности были определены по керновым данным коэффициенты а, m, n, b следующим образом:

- По построенной зависимости параметра пористости от открытой пористости найдены коэффициенты а, m.
 - По построенной зависимости параметра насыщения от водонасыщенности найдены коэффициенты b, n.
- Схема интерпретации ГИС при подсчете запасов УВ:

1) Первоначальным этапом является выделение коллекторов при литологическом расчленении разреза. Для выделения коллекторов были использованы следующие признаки: низкие показания кривых ПС и ГК; уменьшение диаметра скважины (диаметр скважины меньше диаметра номинального); приращение показаний МПЗ над МГЗ.

- 2) Далее рассчитываем глинистость, используя два метода:
– Глинистость по ПС определяется по формуле

$$V_{sh} = \frac{SP - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}},$$

где SP – показания ПС, SP_{min} – показания в чистых песчаниках, SP_{max} – показания в глинах.
– В методе ГК глинистость определяется по формуле

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}},$$

где GR – показания ГК, GR_{min} – показания в чистых песчаниках, GR_{max} – показания в глинах.

- 3) Затем рассчитываем эффективную пористость, используя два метода:
– Для АК используется формула

$$\emptyset_{ef} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}},$$

где Δt – измеренное время пробега волн, Δt_{ma} – время пробега волн в скелете, Δt_f – время пробега волн во флюиде (в нашем случае соответствует пресному буровому раствору и равняется 620 мкс/м), Δt_{sh} – время пробега волн в глинах, V_{sh} – объем глин.

- По НК эффективная пористость определяется как

$$\emptyset_{ef} = W - V_{sh} * \emptyset_{Nsh},$$

где W – нейтронная пористость, V_{sh} – объем глин, \emptyset_{Nsh} – нейтронный показатель в глинах.

- 4) Заключительным этапом является расчет водонасыщенности по уравнению Арчи – Дахнова

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w b}{\emptyset^m R_t}},$$

где R_w – сопротивление пластовой воды (в нашем случае равняется 0.07 Ом*м), R_t – сопротивление пласта с учетом поправки за скин-эффект, \emptyset – измеренная пористость, a и b – коэффициенты, m – показатель цементации, n – показатель насыщенности [2].

Итоговый объем глин был получен как среднее значение между коэффициентами глинистости, определенными по методам ГК и ПС, так как каждый метод в отдельности не дает абсолютно надежной связи с глинистостью.

Окончательный выбор метода для расчета пористости основывался на сопоставлении значений пористости, определенных по данным кривых нейтронного и акустического каротажей, с пористостью, определенной по керну, так чтобы в конечном итоге при построении кросс-плота расхождения составляли не больше 3%. С целью получения данного результата был выбран наиболее сходимый метод для расчета пористости: в зонах 1а, 1б, 2, 3, 4 использовался нейтронный метод; в зоне 1в – акустический метод. Среднее значение пористости для фаций: 1а – 16%, 1б – 17%, 1в – 14%, 2 – 15%, 3 – 15%, 4 – 8%. Исходя из полученных значений, фация 4 является менее продуктивной из всех остальных. Для расчета водонасыщенности были использованы обобщенные данные – константы Гамбла, поскольку фактические данные приводят к уменьшению водонасыщенности.

В качестве примера интерпретации приведен планшет скважины 226Р (рис. 2).

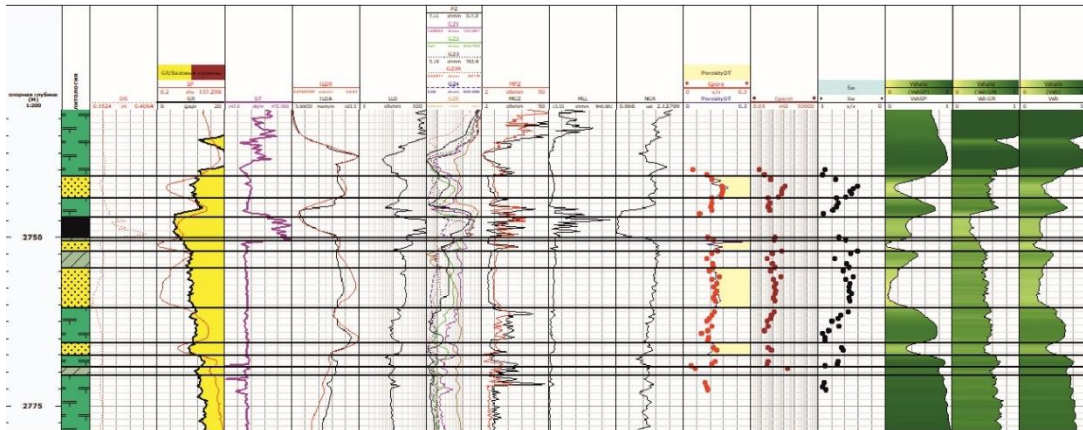


Рис. 2 Планшет скважины 226Р

*СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ
И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ*

По полученным результатам можно сделать вывод, что учет литолого – фациальной зональности способствует повышению надежности получаемых данных. На основании полученных значений водонасыщенности можно определить насыщение пород ($Sw < 30\%$ – нефть, $30\% < Sw < 55\%$ – переходная зона, $Sw > 55$ – вода). Фации 3, 4 являются водонасыщенными, фация 1 – нефтенасыщенной, а фация 2 является переходной зоной, соответственно содержит нефть с водой.

Литература

1. Отчет по договору с ОАО «Томскнефть» «Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения». – Томск, 2004. – 425 с.
2. Log Interpretation Principles/Applications: Schlumberger Educational Services. – Texas, 1989. – 241 p.