

НОВОЕ ВИДЕНИЕ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЙРАКТЫ



К.М. ТАСКИНБАЕВ^{1*},
кандидат геолого-
минералогических наук,
директор



А.Н. ДЖАНГИРОВ²,
руководитель отдела
интерпретации и изучения
резервуаров



А.И. БОГОМАЗОВ²,
старший
геолог-петрофизик



Н.К. ЖАЛДАЕВ³,
директор Департамента
по разведке и добыче газа



Н.К. ИХСАНОВА³,
главный геолог



Ж.Е. САПАЕВ³,
начальник отдела
геологии и разработки

*Автор для переписки. E-mail: taskin53@mail.ru

¹АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. С.УТЕБАЕВА,
Казахстан, Атырау, 060000, ул. Баймуханова, 45А

²ОО «PROFESSIONAL GEO SOLUTIONS KAZAKHSTAN»,
Казахстан, г. Алматы, 050010, ул. Кунаева, 32, БЦ «Эталон»

³ОО «АМАНГЕЛЬДЫГАЗ»,
Казахстан, г. Нур-Султан, район Есиль, ул. 36, дом 11, БЦ «Болашак»

В статье рассматриваются результаты очередной переинтерпретации геолого-геофизического материала газоконденсатного месторождения Айрақты, расположенного в Жамбылской области Казахстана. Несмотря на достаточно хорошие перспективы нефтегазоносности региона, достаточно длительный период геологопоисковых исследований и открытые и разрабатываемые месторождения, изученность крайне низкая, а эффективность геологоразведочных работ остается невысокой. По этой причине ресурсная база газодобычи остается недостаточной для снабжения региона. В этой связи была принята попытка рассмотреть строение и нефтегазоносность одного месторождения в этом регионе с точки зрения неантиклинальных ловушек (НАЛ). Это позволяет получить новое представление о внутреннем строении месторождения, уточнить геологическое строение и скорректировать методику поисков залежей НАЛ. Примененная технология переинтерпретации геолого-геофизического материала путем апробации алгоритмов нейронного обучения на основе новых скважинных данных, проведенная синхронная инверсия до суммирования, которая на данный момент в геологоразведочной отрасли активно используется в рамках стандартного графа интерпретации, позволила по-новому взглянуть на особенности строения пород, слагающих продуктивную часть разреза, выделить, в частности, изометричные «тела», которые были проинтерпретированы как врезанные речные системы, определить зоны развития коллекторов и выработать рекомендацию на бурение новых скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Шу-Сарысуйский осадочный бассейн, нефтегазоносность, неантиклинальные ловушки, переинтерпретация, нейронные сети.

АЙРАҚТЫ КЕН ОРНЫНЫҢ ҚҰРЫЛЫСЫ МЕН МҰНАЙГАЗДЫЛЫҒЫНЫҢ ЖАҢА КӨРІНІСІ

К.М. ТАСҚЫНБАЕВ¹, геология-минералогия ғылымдарының кандидаты, директор
А.Н. ДЖАНГИРОВ², интерпретация және резервуарларды зерттеу бөлімінің басшысы
А.И. БОГОМАЗОВ², аға геолог-петрофизик
Н.К. ЖАЛДАЕВ³, газ барлау және өндіру департаментінің директоры
Н.К. ИХСАНОВА³, бас геолог
Ж.Е. САПАЕВ³, геология және игеру бөлімінің бастығы

¹АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ С. ӨТЕБАЕВ,
Қазақстан, Атырау, 060000, Баймұханов к-сі, 45А

²ОО «PROFESSIONAL GEO SOLUTIONS KAZAKHSTAN»,
Қазақстан, Алматы қ., 050010, Қонаев к-сі, 32, «Эталон» БО

³ОО «АМАНГЕЛЬДЫГАЗ»,
Қазақстан, Нұр-Сұлтан қ., Есіл ауданы, 36 к-сі, 11 үй, «Болашақ» БО

Мақалада Қазақстанның Жамбыл облысында орналасқан Айрақты газ конденсатты кен орнының геологиялық-геофизикалық материалын кезекті қайта түсіндіру нәтижелері қарастырылады. Өңірдің мұнайгаздылығының жеткілікті жақсы перспективаларына қарамастан, геологиялық-ізвестіру зерттеулерінің жеткілікті ұзақ кезеңі және ашық және игерілетін кен орындары, зерттелуі өте төмен, ал геологиялық-барлау жұмыстарының

тиімділігі мұнда төмен болып қалуда. Осы себепті газ өндірудің ресурстық базасы аймақты қамтамасыз ету үшін жеткіліксіз болып қала береді. Осыған байланысты осы аймақтағы бір кен орнының құрылымы мен мұнай-газдылығын антиклинальды емес тұзақтар (АЕТ) тұрғысынан қарастыруға әрекет жасалды. Бұл кен орнының ішкі құрылымы туралы жаңа түсінік алуға және оның геологиялық құрылымын нақтылауға және АЕТ кен орындары бағытында іздеу әдістемесін реттеуге мүмкіндік береді. Жаңа ұңғымалық деректер негізінде нейрондық оқыту алгоритмдерін апробациялау жолымен геологиялық-геофизикалық материалды қайта интерпретациялаудың қолданылған технологиясы жинақтауға дейін синхронды инверсия жүргізілді (қазіргі уақытта геологиялық барлау саласында стандартты түсіндіру бағаны шеңберінде белсенді пайдаланылады): бөлімнің өнімді бөлігін құрайтын тау жыныстарының ішкі құрылымының ерекшеліктеріне жаңа көзқараспен қарау, атап айтқанда, өзен жүйелері ретінде түсіндірілген изометриялық "денелерді" бөліп көрсету, коллекторлардың даму аймақтарын анықтау және жаңа ұңғымаларды бұрғылау бойынша ұсыныстар жасау.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Шу-Сарысу шөгінді алабы, мұнайгаздылық, атлантикалық емес тұзақтар, қайта түсіндіру, нейрондық желілер.

NEW VISION OF STRUCTURE AND OIL AND GAS POTENTIAL FIELD AIRAKTY

K.M. TASKINBAYEV¹, candidate of geological and mineralogical Sciences, Director
A.N. DZHANGIROV², head of the Department of interpretation and study of reservoirs
A.E. BOGOMAZOV², senior geologist-petrophysicist
N.K. ZHALDAEV³, Director of the gas exploration and production Department
N.K. IHSANOVA³, chief geologist
ZH.E. SAPAEV³, head of the Department of Geology and development

¹ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER S. UTEBAYEV,
 Kazakhstan, Atyrau, 060000 str. Baimukhanova, 45A

²LTD «PROFESSIONAL GEO SOLUTIONS KAZAKHSTAN»,
 32 Kunaev str., Etalon business center, Almaty, 050010, Kazakhstan

³LTD «AMANGELDYGAZ»,
 Kazakhstan, Nur-Sultan, Yesil district, 36, 11, «Bolashak business center»

The article reviews the results of the next re-interpretation of geological and geophysical material of Airakty gas condensate field located in Zhambyl region of Kazakhstan. Despite rather good prospects of oil and gas bearing of the region, quite a long period of geological and exploratory research, and discovered and developed fields, the study is extremely low, and the efficiency of geological and exploratory works here remains low. Therefore, the resource base for gas production remains insufficient to supply the region. Therefore, an attempt was made to examine the structure and oil and gas content of one field in this region from the point of view of non-anticlinal traps (NAT). This provides a new insight into the internal structure of the field and allows to clarify its geological structure and adjust the prospecting methodology in the direction of NAT deposits. The applied technology of re-interpretation of geological and geophysical material by approbation of neural training algorithms on the basis of new well data, synchronous prestack inversion (which is currently actively used in the exploration industry as part of the standard interpretation graph) allowed to take a new look at the peculiarities of the internal structure of rocks composing the productive part of the section, to highlight, in particular, isometric "bodies", which have been interpreted as incised river systems, e.g., isometric "bodies".

KEYWORDS: Shu-Sarysu sedimentary basin, oil and gas bearing, non-anticlinal traps, reinterpretation, neural networks.



проблемы энергетической безопасности республики и социально-экономические проблемы отдельных регионов по-прежнему являются одними из наиболее актуальных в нашей стране. Несмотря на привлекаемые инвестиции

и проведение значительного объема геологоразведочных работ, успехи достаточно скромные. Одной из причин, на наш взгляд, является близкий к исчерпанию фонд выявленных и подготовленных антиклинальных структур, а также неоднозначные результаты изучения уже выявленных месторождений (бурение т. н. пустых скважин), не подтверждающие «антиклинальную теорию». Одним из перспективных направлений работ является применение нестандартных подходов в изучении уже выявленных месторождений путем внедрения новых геологических представлений о строении и внедрение новых геофизических методов и технологий. Сравнительно новым геологическим направлением для Казахстана является исследование т. н. «неантиклинальных ловушек». Необходимо отметить, что в последние годы в Южно-Тургайском прогибе анализировались (седиментология, сеймостратиграфия) и детально изучались наиболее часто встречаемые типы неантиклинальных ловушек в юрско-меловом комплексе и обосновывались методы и способы эффективной подготовки этих объектов для постановки поисковых работ на углеводородное сырье [1, 2 и др.].

Изучение неантиклинальных ловушек ведется в АУНГ им. С. Утебаева. При этом исследованиями охвачены разные регионы страны.

Одним из таких регионов является юг Казахстана, в данном случае Жамбылская область. Несмотря на то, что промышленная газоносность ее была доказана еще в 70-х годах прошлого века, проведены большие объемы геологоразведочных работ и открыт ряд месторождений, степень геолого-геофизической изученности территории Шу-Сарысуйского бассейна по-прежнему крайне низка. Изученность сосредоточена лишь в двух районах: южная окраина Кокпансорского прогиба, где выявлены месторождения Придорожное, Тамгалытар, Орталык и Западный Оппак; и часть Моинкумского прогиба – с месторождениями Амангельды, Жаркум, Малдыбай, Айрақты и ряда других. В Моинкумском прогибе, в пределах которого открыт ряд промышленных месторождений, выделено достаточное количество локальных структур (*рисунок 1*). Значительная часть структур отнесена к бесперспективным, в виду отрицательного бурения в прошлые годы.

Авторы публикации обращают внимание на то, что отрицательные выводы сделаны по множеству структур, вскрытых всего одной скважиной. Также следует отметить крайне низкую степень изученности сейсморазведкой 3Д. На *рисунке 1* представлена схема расположения ранее выявленных перспективных структур, а также контуры имеющихся 3Д съемок, которых в пределах Моинкумской впадины насчитывается всего три.

Объема открытых запасов газа не хватает для снабжения региона. В этой связи задача увеличения запасов также остается достаточно актуальной. Данная публикация посвящена использованию новых технологий интерпретации в геологических условиях Шу-Сарысуйского бассейна. Цель данной статьи – обратить внимание на малообсуждаемый бассейн, и какими инструментами он до сих пор изучается. Многие согласятся с тем, что на всех локальных конференциях и конференциях республиканского значения по-прежнему все внимание обращено на три добывающих региона: Прикаспийский, Южно-Мангистауский и Южно-Тургайский, хотя наличие доказанного газоносного региона на юге Казахстана определенно имеет большую

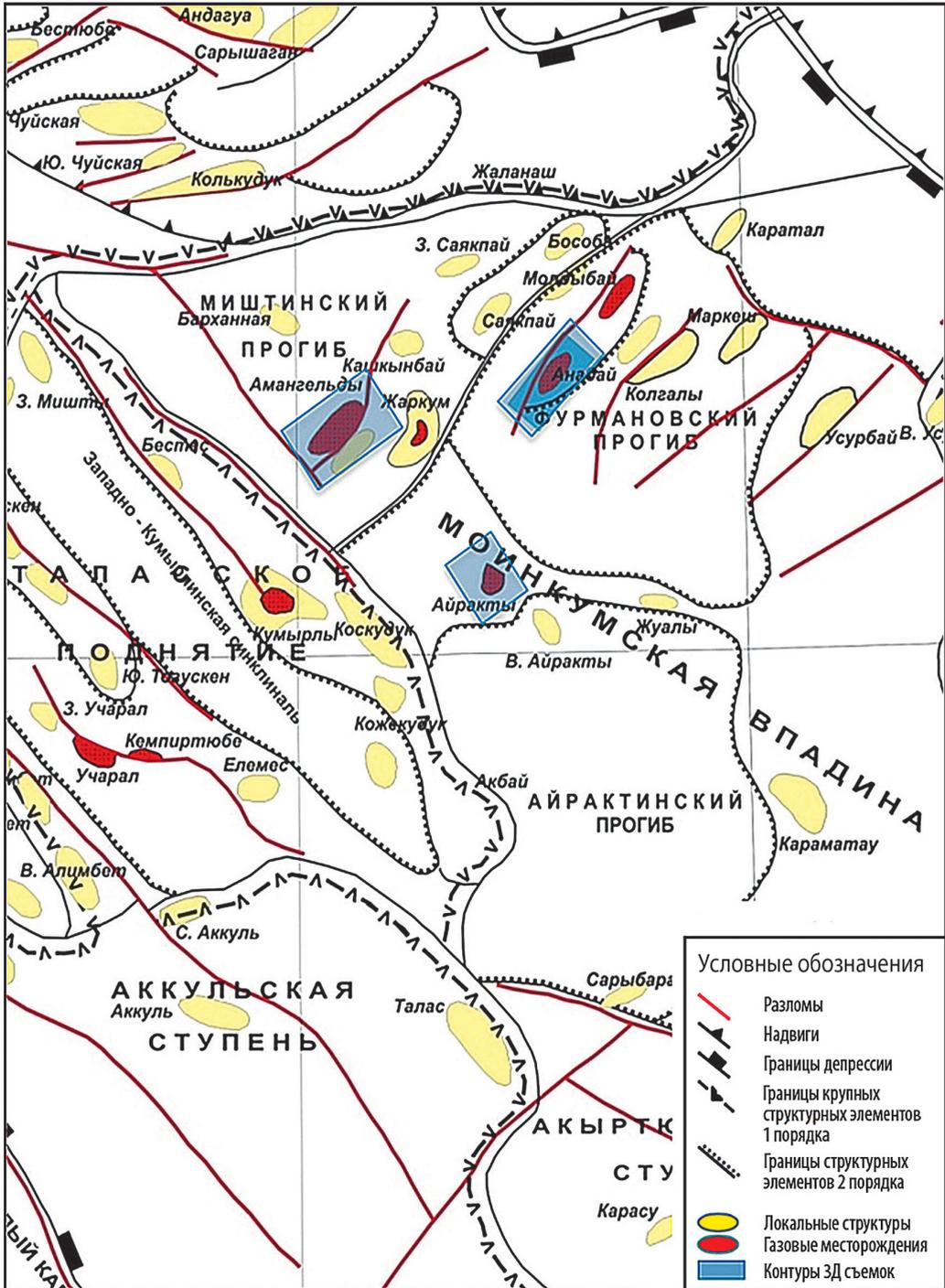


Рисунок 1 – Структурно-тектоническая схема Моинкумской впадины и ее окрестностей (бассейн Шу-Сарысу).

Серыми прямоугольниками отмечены области, изученные 3Д сейсморазведкой

прикладную пользу в свете газификации юга Республики Казахстан и организации экспорта в Китай. Соответственно, геологоразведка с правильными инструментами также должна играть важную роль. С согласия недропользователя – ТОО «Амангельды Газ», нами было проведено исследование газового месторождения Айракты.

Газоконденсатное месторождение Айракты было выявлено и детально изучено сейсмическими исследованиями МОВ, МОГТ 2Д и открыто в 1971 году. Изучение

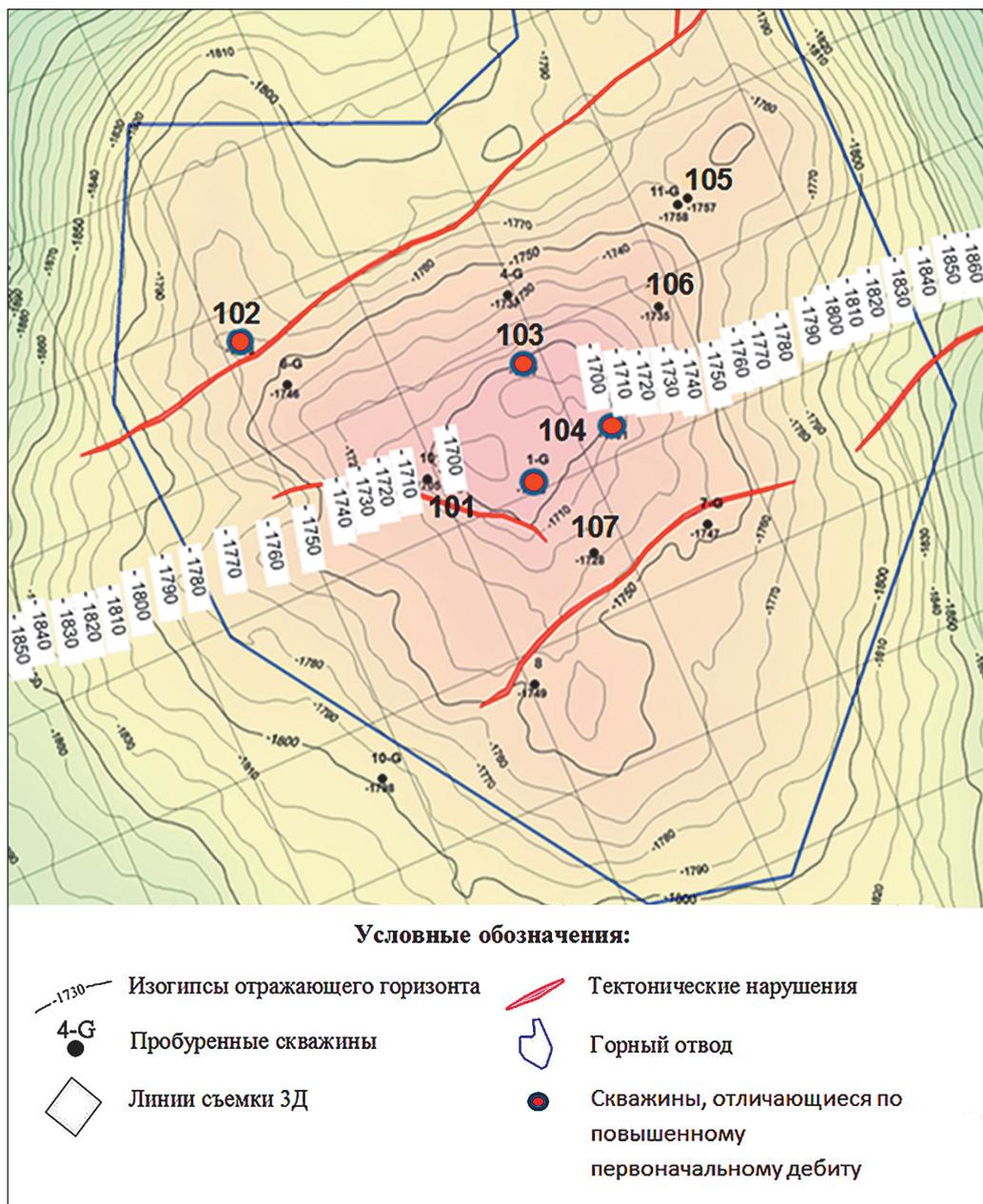


Рисунок 2 – Структурная карта подошвы нижневизейского горизонта

газоносности пермских отложений производилось структурно-поисковым, а нижнекаменноугольных отложений – глубоким поисковым бурением. На месторождении Айракты промышленные притоки газа получены из нижневизейских и турнейских отложений и терригенных отложений соленосной перми. Из восьми глубоких поисковых скважин притоки газа с дебитами от 10 до 70 тыс. м³/сутки (из нижневизейского горизонта) получены в трех скважинах 1, 6, 11, непромышленный приток – в скважинах 2, 7. На современном этапе (2016 год и позже) была пробурена скважина 101, расположенная в своде (*рисунок 2*), в результате получен слабый приток.

В это же время в ТОО «Амангельды Газ» уже провело сейсморазведочные работы в модификации 3Д. Обработка и интерпретация выполнялась в компании ТОО «PGS Kazakhstan», которая подтвердила, что скважина 101 располагается в оптимальных структурных условиях, но в неблагоприятных со стороны динамического анализа сейсмических амплитуд. Тем не менее, скважина 101 уже была построена, и оставалось лишь завершить бурение.

Далее, на основании результатов обработки и интерпретации сейсмических данных, ТОО «PGS Казахстан» рекомендовало бурение скважины 103, при бурении достигнут более объемный дебит. Также была рекомендована скважина 102, которая располагается на периферии структуры (*см. рисунок 2*), но был получен значительный дебит. Далее ТОО «PGS Казахстан» рекомендовало бурение скважины 104, дебит был получен хороший.

После трех рекомендаций ТОО «PGS Казахстан» обосновало необходимость обновления результатов интерпретации на основе новых скважин, но данные работы были отложены на несколько лет, а в последующий период ТОО «PGS Казахстан» не давало рекомендаций на бурение.

Заказчик, совместно с другим подрядчиком, выполнили бурение скважин 105 (дублер скважины 11), 106, 107 (*см. рисунок 2*). Во всех скважинах получены незначительные притоки.

На данный момент ТОО «Амангельды Газ» сконцентрировано на добыче и изучении нижневизейского резервуара. Структура Айракты представлена очень простой изометричной структурой, тем не менее, наблюдаемые дебиты скважин (*таблица 1, рисунок 3*) приводят к мысли о неантиклинальной модели месторождения с неоднородным распределением коллекторов.

При таких результатах бурения, очевидно, что месторождение Айракты если имеет структурный фактор, то только как один из всех компонентов. Не менее определяющим является распределение фаций в нижневизейском интервале, т. е. залежь уверенно можно охарактеризовать как неантиклинальную ловушку.

С целью проверки этого предположения, в рамках данной работы была проведена переинтерпретация геолого-геофизического материала путем апробации алгоритмов нейронного обучения, но для сравнительного анализа, также на основе новых скважинных данных, была проведена синхронная инверсия до суммирования, которая на данный момент в геологоразведочной отрасли активно используется в рамках стандартного графа интерпретации.

Использованные нейронные сети нового поколения основаны на полнофункциональных нейронах Колмогорова [3, 4 и др.]. Права на использование авторской

Таблица 1 – Сопоставление интерпретации данных ГИС с начальными дебитами скважин

		1	101	102	103	104	105	106	107	8
Пласт А	Нэф		6	8.2	9.6	23.6	9.6	7.5	7.7	2.6
	КП_эф		0.177	0.22	0.16	0.177	0.14	0.137	0.16	0.16
Пласт Б	Нэф		9.9	17.2	7.3	8.3	12.4	2.9	9.9	5.2
	КП_эф		0.187	0.16	0.16	0.14	0.12	0.13	0.11	0.11
Пласт В	Нэф		14.9	16.3	1.7	9	10.9	11.8	15.6	10
	КП_эф		0.118	0.126	0.127	0.11	0.14	0.15	0.12	0.16
Дебит скважины в ранее время добычи, тыс м3		106	13	76	103	87	9.6	12		

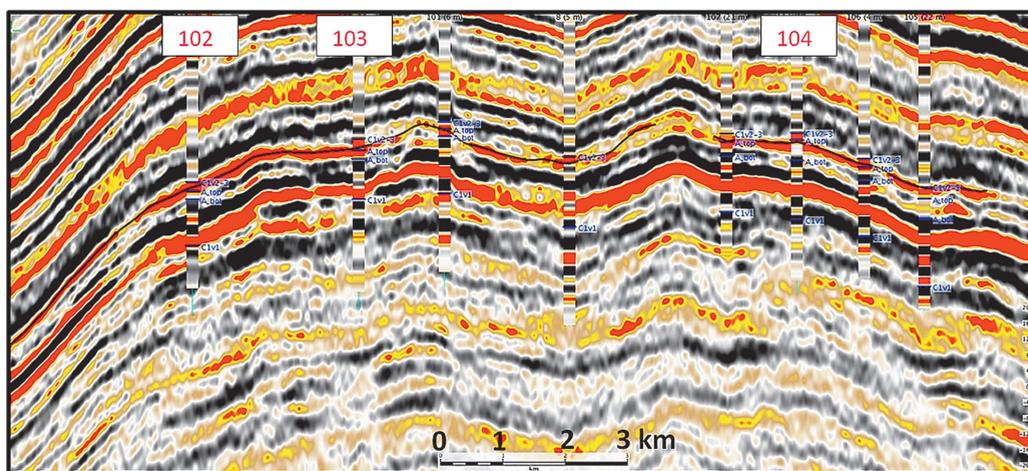


Рисунок 3 – Сейсмический разрез по линии скважин.

Скважины 102, 103 и 104 отличаются от остальных первоначальным дебитом

разработки ООО инновационного центра Сколково «Лаборатория Приезжева» приобретены ТОО «PGS Казахстан»).

Основным элементом классических нейронных сетей является математический нейрон, формулу которого можно выразить как нелинейное преобразование взвешенной суммы входных сигналов с помощью активационной функции, как показано в уравнении ниже и его схематическое изображение на рисунке 4.

$$y = f\left(\sum_{i=0}^n x_i w_i\right)$$

где n – количество входов нейрона, x_i – значения входных сигналов нейрона, w_i – весовые коэффициенты, $f()$ – нелинейная функция активации, y – выходное значение нейрона.

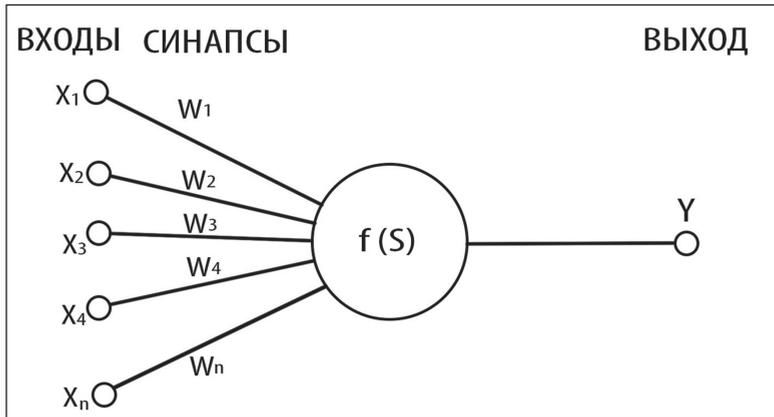


Рис. 4. Схематическое изображение классического нейрона

Активационная функция предназначена для включения (усиления влияния) или выключения (подавления влияния) отдельных входов нейрона, которая обычно имеет вид сглаженной ступенчатой функции как сигмоидная функция или подобная ей. Примеры активационных функций показаны на рисунке 5.

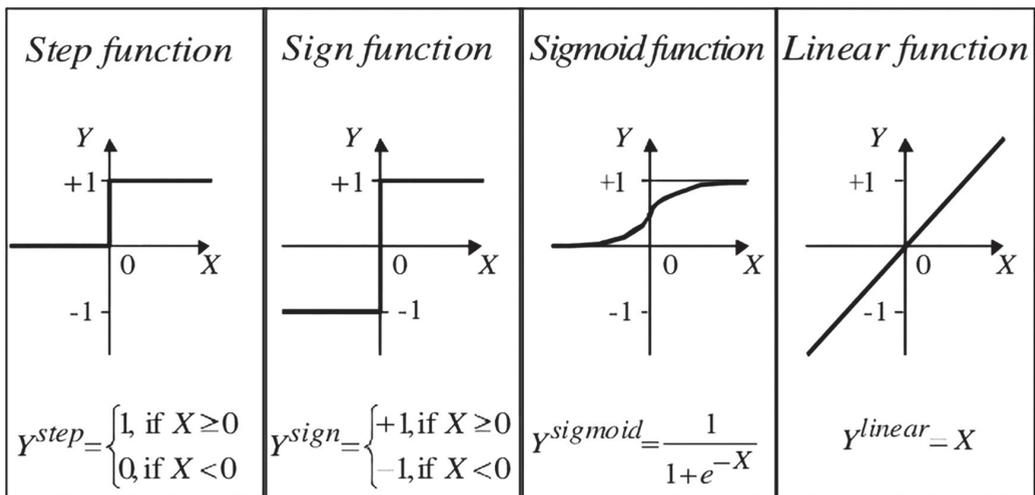


Рисунок 5 – Типичные виды активационных функций, используемых в нейронах для построения классических нейронных сетей

Для прогноза кубов целевых свойств предлагается использование нейронных сетей нового поколения на основе полнофункциональных нейронов Колмогорова. Вычислительная формула полнофункционального нейрона Колмогорова имеет следующий вид:

$$y = \sum_{i=0}^n f_i(x_i)$$

Схематичная структура полнофункционального нейрона Колмогорова показана на рисунке 6.

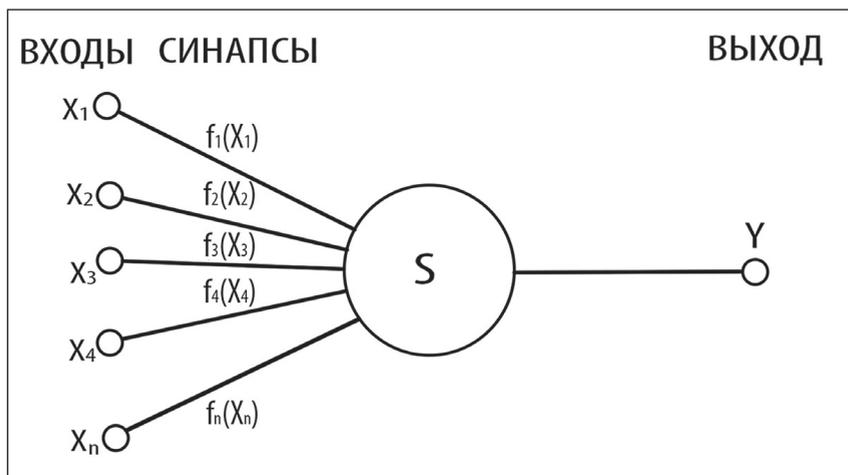


Рисунок 6 – Схематическое изображение полнофункционального нейрона Колмогорова

Функция трансформации входных сигналов $f_i(x_i)$ задается как численная конструкция в виде таблицы (массива) пар: значение аргумента -- значение функции. Для обучения таких нейронных сетей используется технология, разработанная на основе математических приемов, изложенных в теореме Колмогорова с применением гибридных стохастических методов оптимизации, для увеличения вероятности нахождения глобального минимума целевой функции.

На основании строения многоэкстремального вида целевой функции при обучении нейронных сетей существует очень большая вероятность попадания в локальный минимум и большая зависимость от первоначального приближения для набора коэффициентов нейронной сети. Использование стохастических методов обучения заключается в одновременном обучении большого количества (несколько десятков) нейронных сетей с различными случайными первоначальными коэффициентами. Такие вычисления могут выполняться параллельно и использовать многоядерные сервера или графические процессоры.

Для стабилизации нейронных сетей использованы приемы регуляризации по А.Н. Тихонову, которая заключается в добавлении ограничительного члена в целевую функцию, который не дает коэффициентам нейронной сети быть очень большими. Формула целевой функции с регуляризацией по Тихонову приведена в выражении ниже:

$$F = \sum_k^M (y_k - y_k^r)^2 + \alpha \sum_i^K w_i^2 \rightarrow \min$$

где F – целевая функция; $\sum_k^M (y_k - y_k^r)^2$ – минимум суммы квадратов; α – параметр регуляризации Тихонова; w_i^2 – вес предсказания оператора.

Для обучения определяется массив пар: эталонная скважина -- сейсмическое поле в заданном окне вокруг точки прогноза в центре этого окна. Такой массив определяется для каждой точки, расположенной в стволе скважины с известными значениями порового давления. Шаг по стволу скважины не должен быть меньше интервала измерений сейсмического куба. Если куб имеет временной масштаб, то скважина также должна быть привязана по времени.

Для прогноза литологических и упругих свойств могут использоваться один или несколько сейсмических кубов в виде полных и угловых сумм или в виде некоторых атрибутов, включая результаты инверсионных преобразований.

Для изучаемого интервала нижнекаменноугольных отложений были рассчитаны кубы пористости, продольного импеданса, поперечного импеданса и их отношение, т. к. по результатам петроупругого анализа ГИС отношение продольного и поперечного импедансов имело связь с насыщенностью и, условно, с дебитом скважин.

Для последующего комплексного анализа было проведено сравнение целевых характеристик (петроупругие свойства и пористость), рассчитанных по алгоритму синхронной инверсии и по алгоритмам нейросетевого прогнозирования. Результат данного сравнения показал, что результаты нейросетевого обучения имеют ряд преимуществ по точности и разрешенности (*рисунок 7*). Геологический комплексный анализ далее выполнялся по результатам нейросетевого обучения.

АНАЛИЗ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК

На корреляционной схеме скважин (*рисунок 8*) на основе визуализации кривой газонасыщенности очевидна чувствительность используемого параметра с эффективной мощностью и однородностью пласта. Скважина, которая ниже гипсометрически, но лучше по естественному первоначальному дебиту, характеризуется повышенными мощностями и однородностью пласта (пласт А в скважинах 103, 104, 102). Скважина 101, которая имеет «идеальный» структурный фактор, характеризуется значительной неоднородностью, соответственно, низкий дебит.

Слабая сторона анализа добычи в том, что дебиты указаны для всего интервала (пласты А+Б+С), и нет точной ясности из какого интервала поступает газ, но, судя по рассчитанным мощностям, по характеру распределения насыщенности и по характеру однородности пропластков, можно предположить, что между пропластками достаточно слабая крышка. Основная крышка располагается выше пласта А, в средневизейском интервале. Из-за слабости крышек между пластами А, Б и С углеводороды тяготеют к верхнему пласту А.

На *рисунке 9* приводится срез атрибута V_p/V_s в верхней части комплекса нижнего визе, в пределах условно выделенного продуктивного комплекса «А». «Теплые» цвета соответствуют относительно пониженным значениям атрибута V_p/V_s . Данный срез отобразил некоторые изометричные «тела», которые были проинтерпретированы как врезанные речные системы. Стрелки черного цвета указывают на направление движения аллювиальных систем. Наличие каналов подтверждают также и скважины. К примеру, скважина 104, пробуренная в центральной части участка работ, приходится на центральную часть русла, при этом скважина 103 – ближе к пойменной части. Также скважина 102 приходится на центральную часть

русла, скважина 101 – ближе к пойменной части. В северо-западной части участка работ также допустимо проследить развитие речной системы, где заметен как сам канал, так и участок изгиба, что может свидетельствовать о наличии речной косы. На *рисунке 10* отмечено расположение неантиклинальной ловушки, которая хорошо сопоставляется с моделью речной косы по Е.Ю. Барабоскину [5].

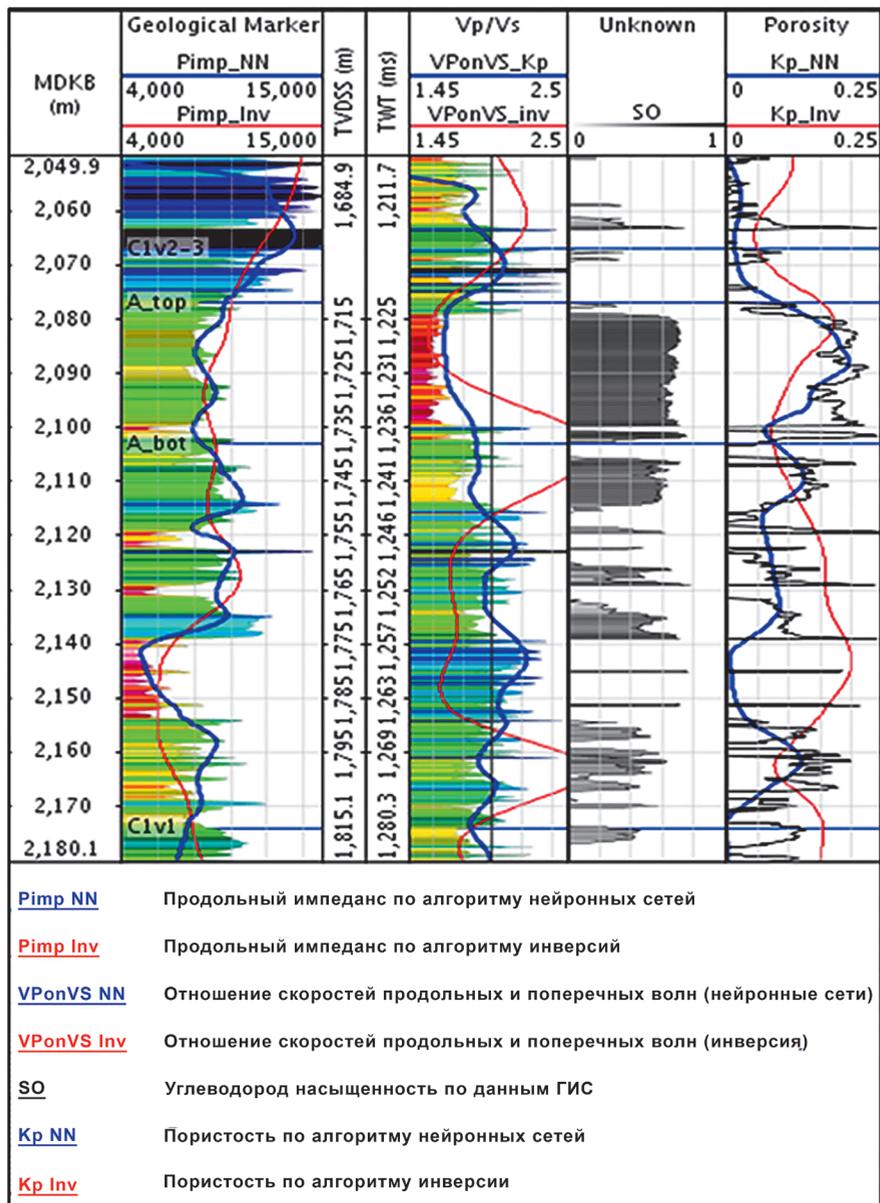


Рисунок 7 – Скважина 104. Сравнение параметров Pimp (продольный импеданс), Vp/Vs (отношение скоростей продольных и поперечных волн) и пористости, рассчитанных алгоритмами синхронной инверсии (красная кривая) и алгоритмами машинного обучения (синяя кривая) с исходными каротажными.

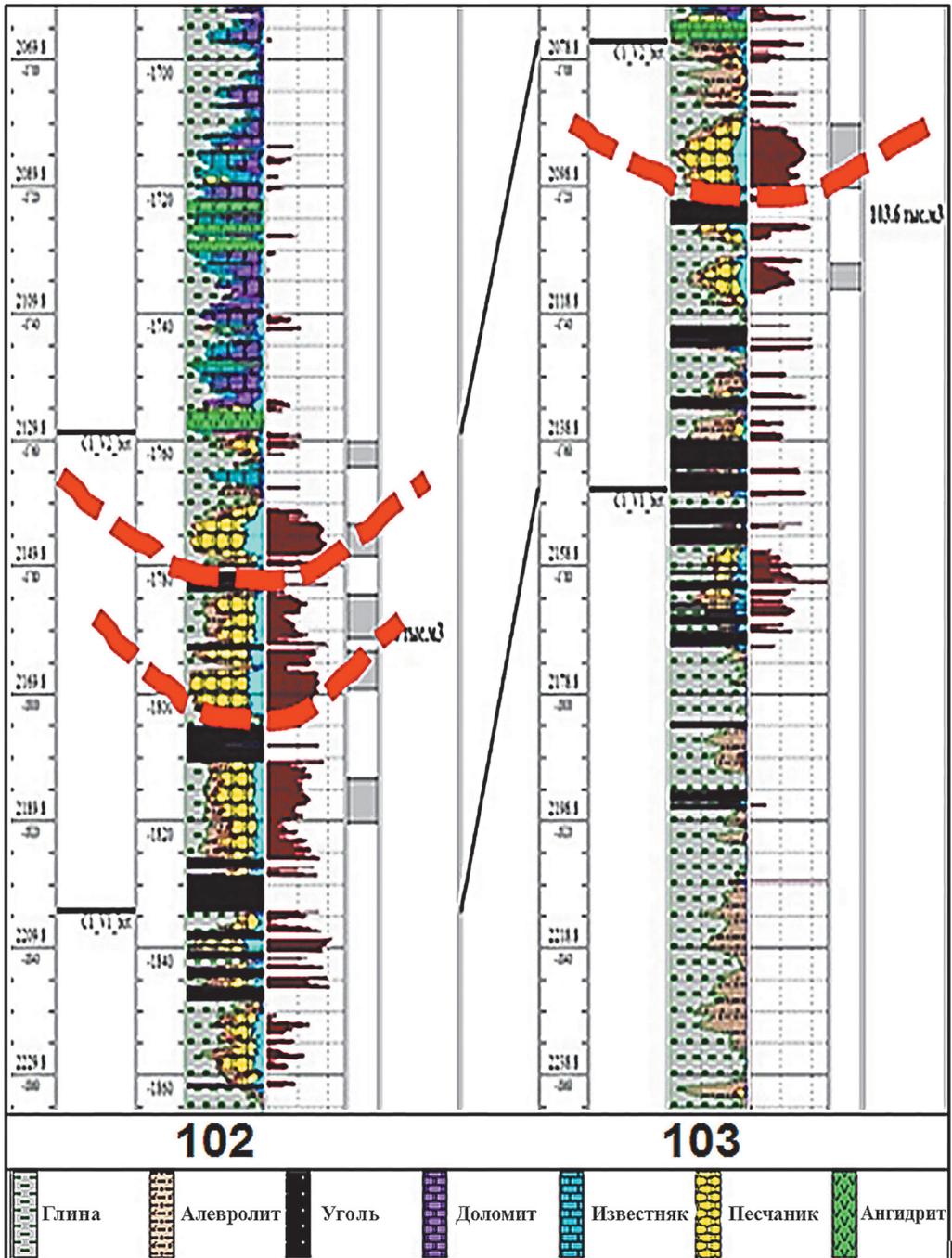


Рисунок 8 – Скважины 102 и 103. Пример корреляции по ГИС

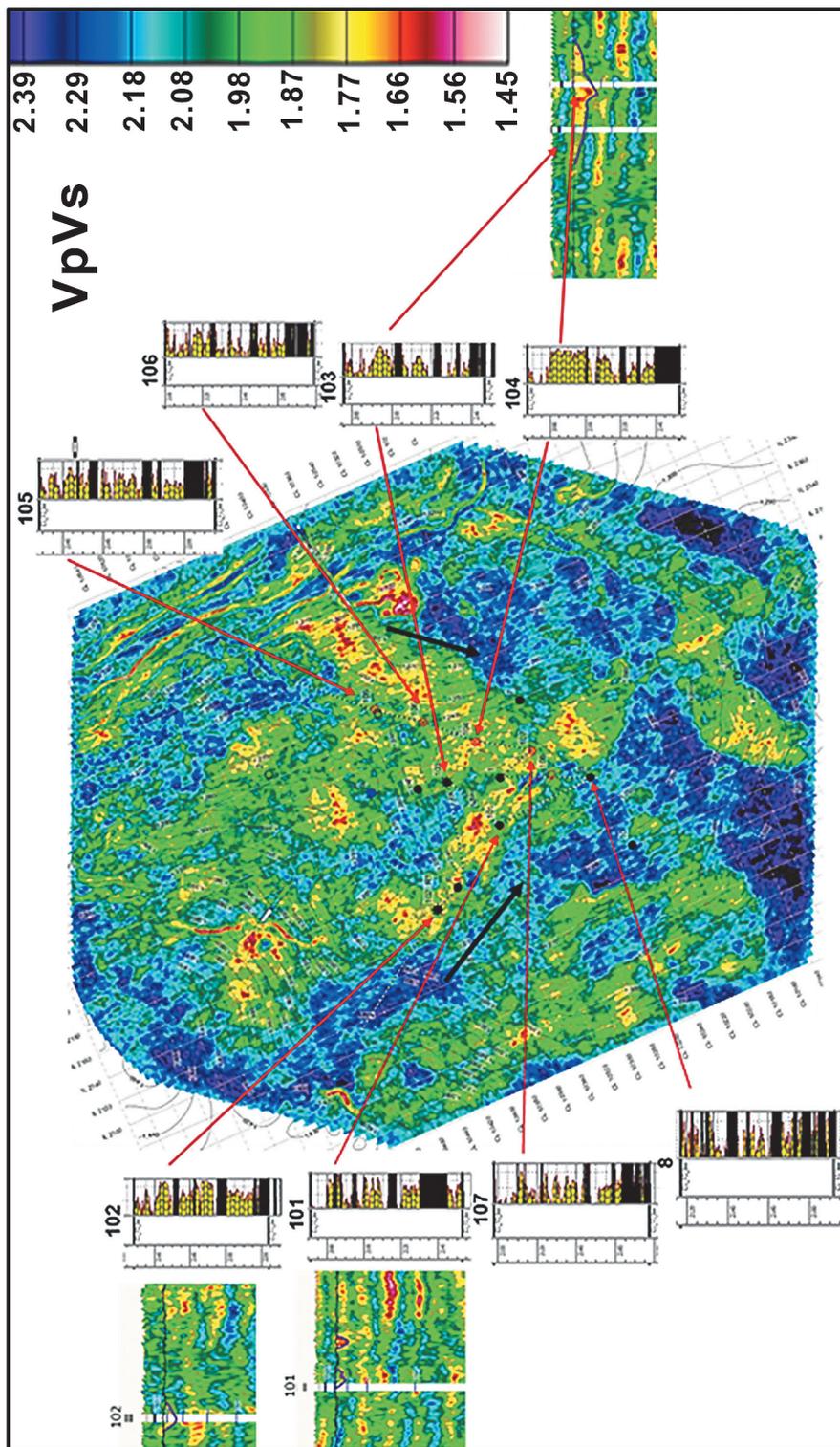


Рисунок 9 - Срез атрибута VpVs в пределах продуктивного комплекса А нижнего визе

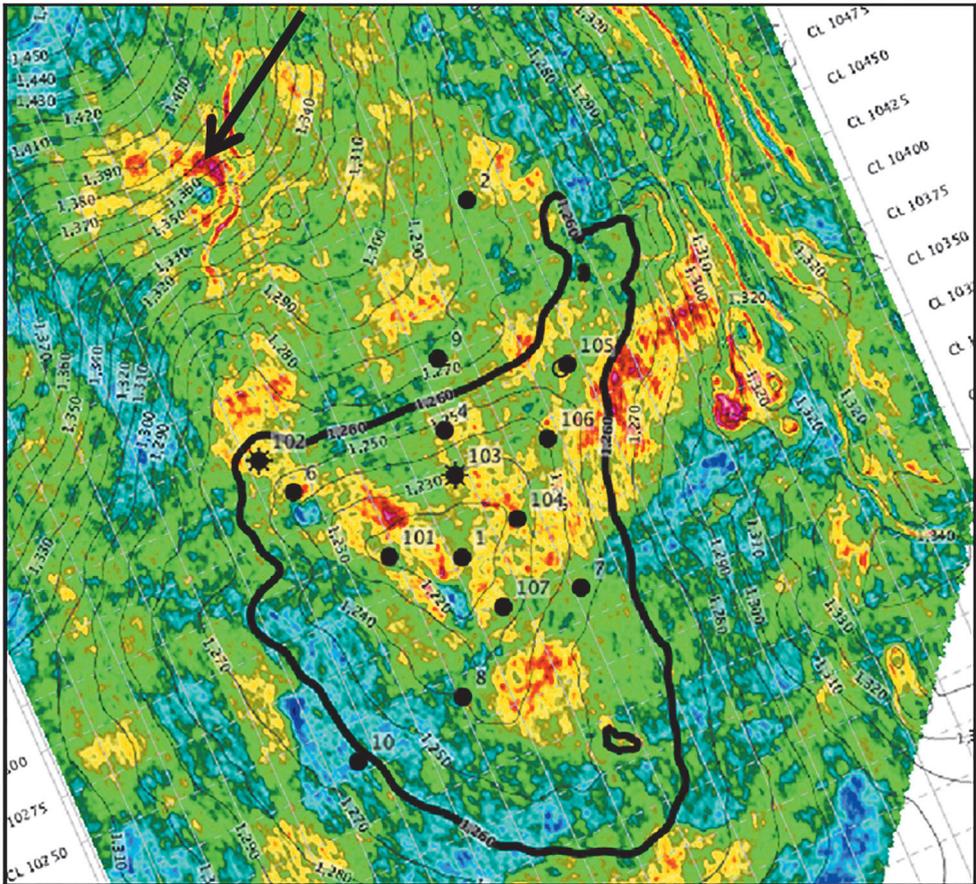


Рисунок 10 – Срез атрибута V_p/V_s в пределах продуктивного комплекса А нижнего визе. Стрелкой указан участок, где выделенная фации типа «речная коса» хорошо согласуется с и модельными данными по [5]

Прогноз пористости алгоритмами нейронных сетей в продуктивном комплексе А нижнего визе представлен на *рисунке 11*.

По результатам переинтерпретации геолого-геофизических материалов выдана рекомендация на постановку бурения новых скважин на месторождении, которая принята недропользователем. Первый опыт использования технологии нейронных сетей показал, как резко меняются коллекторские свойства в пределах одной структуры.

Причем следует отметить, что пример месторождения Айрақты в Шу-Сарысуйской впадине – не единственный. Продуктивность скважин на месторождении Анабай в девонском интервале также не соответствует структурному плану. В пределах крупного месторождения Амангельды дебиты внутри структуры тоже не последовательны.

Согласно проведенным в период 2009-2011 гг. исследованиям по проекту «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан», потенциальные возможности Шу-Сарысуйского бассейна еще достаточно высоки. Однако их достоверность требует подтверждения.

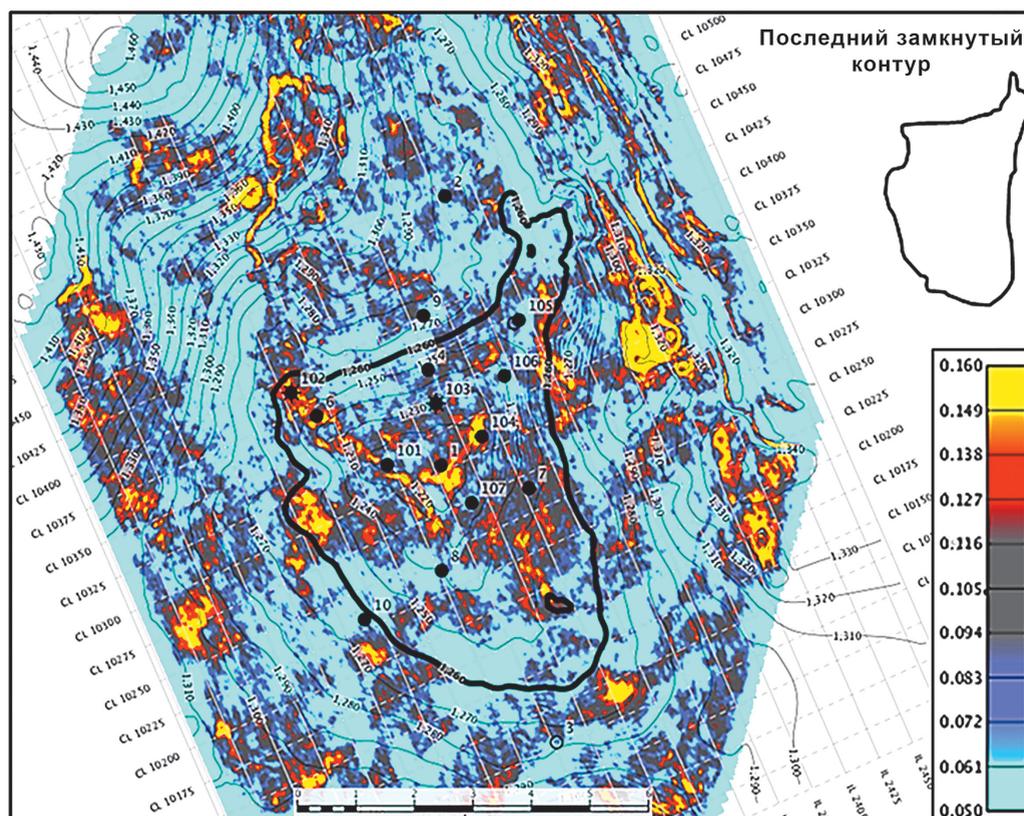


Рисунок.11 – Прогноз пористости алгоритмами нейронных сетей в продуктивном комплексе А нижнего визе

Хотя буровыми работами прошлых лет дана отрицательная характеристика целому ряду существующих структур, данный пример позволяет рекомендовать дальнейшее изучение перспективных структур в данном регионе.

Но проблема неантиклинальных ловушек не ограничена лишь бассейном Шу-Сарысу. В целом, в связи с выработкой запасов крупных залежей простого строения, открытых в 70-80 гг. минувшего века в Республике Казахстан, поддержание ресурсной базы нефтегазодобывающих компаний в ближайшем будущем будет возможно либо за счет резкого увеличения глубин поисково-разведочного бурения (что несет и геологические риски без гарантий успеха), либо за счет доразведки на освоенных глубинах залежей углеводородов, связанных с ловушками неантиклинального типа. В связи с этим исследования закономерностей формирования и локализации участков улучшенных свойств на уже выявленных неструктурных залежах, а также формирование эффективного инструментария по выявлению неантиклинальных ловушек являются крайне актуальными.

На примере одного месторождения продемонстрирована теоретическая и практическая значимость такого эффективного и современного инструментария, как нейронные сети в условиях анализа неантиклинальных ловушек. Следует отметить,

что нейронные сети в геологоразведке существуют около 10 лет, но алгоритмы всегда модернизируются.

Современные алгоритмы, доступные в Республике Казахстан, могут способствовать повышению эффективности решения комплексных геологических задач, связанных с разведкой неантиклинальных залежей нефти и планированием их разработки. Их, несомненно, необходимо внедрять более широко.

Данная работа выполнена в Атырауском университете нефти и газа им. С. Утебаева, совместно с компанией «PGS Kazakhstan» и недропользователем – ТОО «АмангельдыГаз» в рамках темы по проектно-целевому финансированию (ПЦФ) «Комплексные исследования неантиклинальных ловушек нефти и газа в Республике Казахстан» по Договору № 231 от 18 марта 2018 года с Комитетом науки Министерства образования и науки РК. 

ЛИТЕРАТУРА

1. Болат Е., Бисенгалиев Д.Л. Прогноз неантиклинальных ловушек в Жинишкекумской и западной части Арыскупской грабен-синклиналей Южно-Торгайского бассейна. АтырауГео-2015. Каспийский регион: проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов и генетическая природа углеводородов. 2015:360-370. [Bolat E., Bisengaliev D.L. Forecast of non-anticlinal traps in the Zhinishkekum and western parts of the Arysium graben-synclines of the South Torgai basin. AtyrauGeo-2015. Caspian region: problems of the structure and oil and gas content of deep-lying complexes and the genetic nature of hydrocarbons. 2015:360-370. (In Russ.)]
2. Кульбатырова Б.А., Темирхасов А.М. Геологическое строение западной части южно-Торгайского бассейна по результатам седиментологического и сейсмостратиграфического анализа. АтырауГео-2015. Каспийский регион: проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов и генетическая природа углеводородов. 2015:371-378. [B.A. Kulbatyrova, A.M. Temirkhasov Geological structure of the western part of the South Torgai basin according to the results of sedimentological and seismic stratigraphic analysis. AtyrauGeo-2015. The Caspian region: problems of the structure and oil and gas content of deep-lying complexes and the genetic nature of hydrocarbons. 2015:371-378. (In Russ.)]
3. Priezzhev I.I., Veeken P.C.H., Egorov S.V., Nikiforov A.N. Strecker U. Seismic waveform classification based on Kohonen 3D neural networks with RGB visualization. First Break. 2019;2 (Vol.37):37-43.
4. Приезжев И.И., Поляков А.А., Мурзов А.И., Гаврилов С.С., Сапогова Е.Е. Нейросетевой прогноз эффективных толщин по форме сейсмического сигнала в геологической формации. EAGE. Геомодель 2019. 2019:1-4. [Priezzhev I.I., Polyakov A.A., Murzov A.I., Gavrilov S.S., Sapogova E.E. Neural network forecast of effective thicknesses by the form of a seismic signal in a geological formation. EAGE. Geomodel 2019. 2019:1-4.
5. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. Тверь:ГЕРС; 2011. 152с. [Baraboshkin E.Y. Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Handbook for working with core. Tver:GERS; 2011. (In Russ.)]