УДК 550.832

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ АНАЛИЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПАЧЕК ЧОКРАКСКОГО ВОЗРАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕСЧАНОЕ

AN ALTERNATIVE ANALYSIS OF FILTRATION-CAPACITIVE PROPERTIES OF PRODUCTIVE REAMS OF CHOKRAK AGE FOR EXAMPLE SANDY DEPOSITS

Чувилев Владислав Олегович студент, Кубанский государственный университет

Шкирман Наталья Петровна

кандидат геолого-минералогических наук, советник по геофизике, ОАО «Краснодарнефтегеофизика» nshkirman2012@ya.ru

Аннотация. В процессе работы выполнен анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и условий осадконакопления чокракского интервала разреза месторождения Песчаное. Проведена классификация отложений чокракского яруса по данным керна и ГИС и установлены геофизические критерии фильтрационных типов пород.

В результате исследования установлены ФЕС пород продуктивного интервала разреза, необходимые для прогнозирования нефтеизвлечения.

Полученные оценки фильтрационно-емкостной неоднородности могут быть использованы при изучении не вскрытых бурением участков месторождения объектов, а также при составлении фильтрационно – динамических моделей месторождения и прогнозировании запасов УВ и объемов их извлечения на этапе его эксплуатации.

Ключевые слова: коллекторы, керн, пористость, проницаемость, продуктивные коллектора, индекс качества коллектора RQI, индекс фильтрационной группы FZI, уравнение регрессии, коэффициент корреляции. **Chuvilev Vladislav Olegovich** Student, Kuban State University

Shkirman Natalya Petrovna Candidate of geological and mineralogical Sciences, Adviser for Geophysics, JSC «Krasnodarneftegeofizika» nshkirman2012@ya.ru

Annotation. In the course of work analysis of filtration-capacitive properties (FES) and depositional conditions of chokrak interval cut Sandy deposits. Classification of sediments of chokrak tiers according to the core and GIS and installed geophysical criteria filtration rock types. The study established FES breeds productive interval cut needed to predict oil production. The resulting estimates of filtration-capacitive heterogeneity can be used when exploring untapped drilling zones of a mine site facilities, as well as in drawing up the filtration-dinaicheskih models of deposit and predicting volumes gas and oil production at the stage of its operation.

Keywords: collectors, core, porosity, permeability, productive reservoir, RQI collector quality index, index filtration group FZI, regression equation, correlation coefficient.

лощадь Песчаная в географическом плане располагается в дельтовой части реки Кубань Краснодарского края, в тектоническом плане – в пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба, а в нефтегазоносном – в Азово-Кубанской НГО Северо-Кавказской НГП.

В геоморфологическом отношении она приурочена к юго-западной части Прикубанской низменности, полого наклоненной в сторону Азовского моря. Абсолютные отметки рельефа изменяются от - 0,3 до +3,5 м.

Промышленные притоки нефти и газа на площади Песчаной были получены из терригенных коллекторов чокракского горизонта тортонского яруса среднего миоцена.

Поисковое бурение на Песчаной площади начато в 2003 году. Первой поисковой скважиной 1, пробуренной в сводовой части структуры, были вскрыты газонефтяные залежи в VII_o, VII и VIII пачках чокрака.

В настоящее время на площади пробурено более 20-ти поисковых скважин, которыми открыты газонефтяные залежи в V, VI, VIIo, VII, VIII и IX пачках чокрака. В скважинах выполнены промысловогеофизические исследования с целью получения наиболее полной информации о разрезе на основе типового комплекса. Различное гипсометрическое положение ГВК залежи в одноименных пачках в пределах площади, а иногда и отсутствие залежи при наличии коллекторов, указывает на сложное геологическое строение месторождения, обусловленное разрывной тектоникой криптодиапирового генезиса.

По материалам исследования керна продуктивные пачки месторождения характеризуются следующим образом. Пачка VII₀ по данным восьми скважин характеризуется средней мощностью ~18,7 м, средняя пористость ее составляет ~ 23,5 % и средняя эффективная толщина равна 7,1 м.

Средняя пористость пачки VII равна ~ 22,5 %, средняя эффективная толщина – 9,8 м, а средняя мощность равна 27,2 м.

Согласно данным бурения средняя мощность пачки VIII составляет 12,5 метров, среднее значение пористости равно 20,7 %, пласт обладает эффективной толщиной 4,4 м.

В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости, поэтому реальной является только возможность прогнозирования этого параметра по комплексным данным с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей.

Типичной формой связи, используемой для решения этой задачи, является нелинейная зависимость проницаемости от пористости.

При использовании этой информации для прогноза проницаемости по данным ГИС, необходимо учитывать изменчивость коэффициентов уравнений в зависимости от литотипа пород и условий осадконакопления. И этой связи обязательна последовательная интерпретация, позволяющая

- определение литологической характеристики пород по комплексу ГИС

 обобщение геологической информации с целью уточнения границ литофациальных областей и построения зональной седиментологической модели;

определение пористости пород с учетом влияния глинистости (по керну и по ГИС);

– выбор типичных уравнений пористости и проницаемости, характерных для конкретных литотипов пород и принятой седиментологической зональности;

- выполнение расчета прогнозных значений абсолютной проницаемости.

Диапазон значений пористости и проницаемости продуктивных пачек VII_o, VII и VIII представлен на рисунках 1, 2, 3.





Рисунок 1 – Гистограммы распределения пористости (д.ед.) и проницаемости (мД) пачки VII₀. Месторождение Песчаное





210







Анализ приведенных данных свидетельствует о том, что если диапазон для каждой из трех пачек примерно одинаков и составляет 10–27 %, то диапазон проницаемости различается существенно. Так, максимальным диапазоном проницаемости (Кпр) отличается пачка VII – от 0,09 до 2000 мД; минимальным диапазоном *Кпр* – пачка VIII – от 0,10 до 13,2 мД. Пачка VIIo характеризуется *Кпр* от 0,13 до 900 мД.

Последнее позволяет утверждать, что условия формирования вышеназванных пачек также варыировали. Хотя все указанные пачки были сформированы в мелководной зоне, повышенные толщины разрезов пачек YII, YIII и переслаивание в них песчано-алевритовых и глинистых прослоев отражают более активное и циклическое прогибание более глубоководных участков по сравнению с мелководными. Во время формирования пачки YIIо трансгрессия моря усилилась, глубина увеличилась, что привело к снижению волновой эрозии намывных песчаных тел барового типа и их большей морфологической выраженности в рельефе дна.

Использование стандартного подхода прогноза проницаемости, выполненного для каждой из трех пачек по материалам исследования керна, позволила получить корреляционные зависимости Кпр = f (Кп). Эти зависимости представлены на рисунке 4, А,Б,В.

Полученные зависимости показывают, что наиболее тесная связь между *Кпр* и *Кп* наблюдается лишь для пачки VIII – коэффициент корреляции 0,887, характеризующаяся самыми низкими фильтрационными свойствами.

Зависимости, полученные для пачек VII и VIIo, характеризуются большими разбросами точек и соответственно более низкими коэффициентами корреляции. Например, для пачки VII, при значении пористости *Кп* = 0,20 значение проницаемости лежит в диапазоне 0,22 ÷ 35,0 мД, т.е. изменяется практически в 160 раз!

В тоже время существуют и другие, альтернативные методы оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Эти методы базируются на определении таких характеристик как индекс – индекс качества коллектора (проницаемость выражена в мД;

– индекс фильтрационной группы. качества коллектора (RZI) и индекс фильтрационной группы (FZI).

Формулы для определения этих характеристик выглядят следующим образом:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{Kn\rho}{Kn}} \quad , \tag{1}$$

– индекс качества коллектора, связывает воедино емкостную (Кп) и фильтрационную (Кпр) характеристики коллектора.

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F} \cdot \tau \cdot S_{var}} -$$
(2)

индекс фильтрационной группы, где τ – гидравлическая извилистость, *S*_{vgr} – удельная поверхность зерен скелета, *F* – коэффициент формы сечения поровых каналов.

Индекс фильтрационной группы *FZI* – это соотношение между эффективным объемом порового пространства и его геометрией. Важным является то, что образцы керна с близкими значениями индекса *FZI* принадлежат к одному фильтрационному типу, т.е. *имеют сходные фильтрационные характеристики*.





Параметры RQI и FZI связаны между собой уравнением

$$FZI = \frac{RQI}{\varepsilon} = \frac{0,0314}{\varepsilon} \sqrt{\frac{Kn\rho}{Kn}} \quad , \tag{3}$$

где $\varepsilon = \frac{K\pi}{(1 - K\pi)}$ – отношение объема пустотного пространства породы к объёму твёрдой фазы.

Указанные характеристики используются при построении петрофизических и литологофильтрационных моделей месторождения. Как следует из [1], «основой петрофизической модели продуктивного коллектора является прогноз в разрезе пласта непрерывных значений комплексного параметра, за который принят индикатор гидравлической единицы (FZI) и его дальнейшее объединение в классы коллекторов, в качестве которых выступают гидравлические единицы потока (HU).

Комплексный параметр *FZI* и класс коллектора *HU* являются базовыми элементами расчета петрофизических ячеек при формировании фильтрационно-емкостной модели резервуара.

Расчет комплексного параметра – индикатора гидравлической единицы (*FZI*) для отдельного продуктивного резервуара проводится по имеющейся совокупности измерений пористости и проницаемости, определенных по данным кернового материала и ГИС.

Выделение класса коллектора – гидравлической единицы потока (*HU*) осуществляется по графику накопленной функции распределения комплексного параметра *FZI*.

Необходимость выделения класса коллектора обусловлена его связью с гидродинамическими характеристиками фильтрации в пласте, что является важным элементом для корректного перевода геологической модели в гидродинамическую.

Последовательность формирования петрофизической модели предусматривает:

1. Расчет комплексного параметра (индикаторов гидравлических единиц потока) по совокупности определений пористости и проницаемости керна;

2. Построение функции распределения комплексного параметра *FZI* с целью выделения совокупности классов коллекторов (гидравлических единиц потока, участвующих в формированиифильтрационно-емкостной матрицы резервуара и их классификационный анализ;

3. Петрофизическая характеристии литофаций с позиции выделенной последовательности классов коллектора (*HU*), определение средних параметров пористости, проницаемости комплексного параметра *FZI* на базе кернового материала».

Ниже приведен результат использования предлагаемого алгоритма на примере продуктивной пачки VIIo.

Функция распределения комплексного параметра FZI представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Кривая накопленной частости параметра FZI пачки VIIo. Месторождение Песчаное

Полученная функция позволила всю совокупность данных о пористости и проницаемости пачки VIIo разделить на пять основных классов и в пределах каждого класса выполнить сортировку значений *Кп* и *Кпр* в диапазоне значений *FZI*.

Гистограммы значений Кп, Кпр и FZI с оценкой средних значений длякаждого класса представлены на рисунке 6.

Используя принятую в нефтегазовой практике классификацию коллекторов по параметру *HU* [1] (рис. 7), на основе полученных расчетных значений *FZI* было установлено, что в разрезе анализируемой пачки выделяются коллекторы 3, 4, 5, 6, 7 и 8 классов. Последнее подтверждает наличие в ней пластов-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Корреляционная зависимость *Кпр* (*FZI*), построенная на основе выполненных расчетов, отличается малым разбросом точек и высоким коэффициентом корреляции, что подтверждает тесную связь коэффициента проницаемости (*Кпр*) и индикатора гидравлической единицы (*FZI*).

Использование в качестве базовых элементов комплексного параметра (*FZI*) и класса коллектора (*HU*) позволяет более точно прогнозировать проницаемость коллектора на базе значений его пористости.





Рисунок 6 – Гистограммы распределения параметров *Кп, Кпр* и *FZI* пачки VIIо, дифференцированные по классам. Месторождение Песчаное



Рисунок 7 – Номограмма разделения коллекторов на классы по параметрам пористости и проницаемости



Построение фильтрационно-емкостных моделей терригенных резервуаров может быть использовано на этапе подсчета балансовых (поисковый этап) и извлекаемых (эксплуатационный этап) запасов углеводородов, а также на этапе оценки промышленной рентабельности разработки месторождений.



Рисунок 8 – Корреляционная зависимость *Кпр* (*FZI*), полученная на основе дифференциации по классам. Пачка VIIo. Месторождение Песчаное

Литература:

1. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. – Томск : ТПУ, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2011. – 143 с.

References:

1. Belozerov V.B. Traps oil and gas, simulation of hydrocarbons. – Tomsk : TPU, Centre for professional retraining of specialists in the oil and gas business, 2011. – 143 p.