

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОШИБКИ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ: ВИД И ВЕЛИЧИНА МОЩНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ БОРИСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА)

Е.Г. Паремский, А.С. Грудинин, В.Г. Седач, Ю.А. Гапонова

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть, Гомель,
Беларусь.*

Повышение достоверности оценки запасов углеводородов, является важнейшей задачей нефтегазопромысловой геологии. От точности подсчета зависит обоснованность и целесообразность капитальных вложений в разработку месторождений, эффективность освоения запасов и планирование уровней добычи углеводородного сырья.

В последние годы на месторождениях Республики Беларусь для повышения эффективности системы разработки месторождений достаточно широкое развитие получила технология разбуривания залежей субгоризонтальными, наклонно-направленными и горизонтальными скважинами. Столь сложная методика геометризации объектов может приводить к произвольным авторским ошибкам в определении, как истинной мощности горизонта, так и истинной нефтенасыщенной мощности резервуара, что в конечном результате отражается на точности подсчета запасов углеводородного сырья.

Цель доклада – на примере Борисовского нефтяного месторождения Припятского прогиба показать случаи геометризации нефтяной залежи и определения различных видов мощности, используемых для подсчета запасов нефти объемным методом и изучения закономерностей осадконакопления. В данной работе авторы показывают приемы и подходы, которые помогут минимизировать ошибки в определении истинной мощности резервуара или горизонта.

Согласно общепринятой нефтяной терминологии различают мощность – видимую, вертикальную, истинную стратиграфическую и истинную вертикальную.

В настоящее время известен ряд методов определения истинной мощности: таблицы А.Л. Вычегжанина, номограмма Л.В. Пшеничного-Г.И. Иванова, номограмма И.Я. Фурмана, однако наиболее точным является расчет по формуле П.М. Леонтовского, которая редко применяется из-за ее громоздкости [1]:

$$h_{ист} = h_{вид} \cdot (\sin \beta \cdot \sin \sigma \cdot \cos \varphi \pm \cos \beta \cdot \cos \sigma), \quad (1)$$

где $h_{ист}$ – истинная стратиграфическая мощность пласта;

$h_{вид}$ – видимая мощность пласта;

β – угол падения пласта;

σ – угол отклонения ствола скважины от ее вертикальной проекции;

φ – острый угол между азимутом линии падения (или восстания) пласта и азимутом линии отклонения скважины от ее вертикальной проекции.

Для расчета истинной вертикальной мощности используется формула:

$$h_{ист-верт} = h_{ист} / \cos \beta, \quad (2)$$

где $h_{ист-верт}$ – истинная вертикальная мощность.

В зарубежной литературе можно встретить формулу, математически эквивалентную формуле П.М. Леонтовского (1), которая напрямую выводит истинную вертикальную мощность [2]:

$$TVT = MLT \cdot (\cos \sigma \pm (\sin \sigma \cdot \cos \varphi \cdot \operatorname{tg} \beta)), \quad (3)$$

где TVT – истинная вертикальная мощность; MLT – видимая мощность пласта.

Знак плюс и минус в формулах (1), (3) применяют в зависимости от направления наклона пласта и скважины. Если скважина вскрывает пласт вверх по восстанию, то в формулах (1) и (3) берется знак плюс, если вниз по падению, то берется знак минус.

Борисовское нефтяное месторождение расположено в пределах Речицко-Вишанской региональной зоны локальных поднятий на гребне одноименной ступени в Северном ареале Припятского грабена [3]. Промышленная нефтеносность месторождения связана с отложениями семилукского и саргаевского горизонтов девонского подсолевого карбонатного комплекса Припятского нефтегазонасного бассейна. По условиям залегания и типу ловушки залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные с юга-востока и юго-запада, на севере - ограничены контуром нефтеносности (рис., а).

В 2013 г., с целью повышения эффективности системы разработки Борисовского месторождения на залежи нефти семилукско-саргаевского горизонтов была пробурена субгоризонтальная скв. 18п (рис., б).

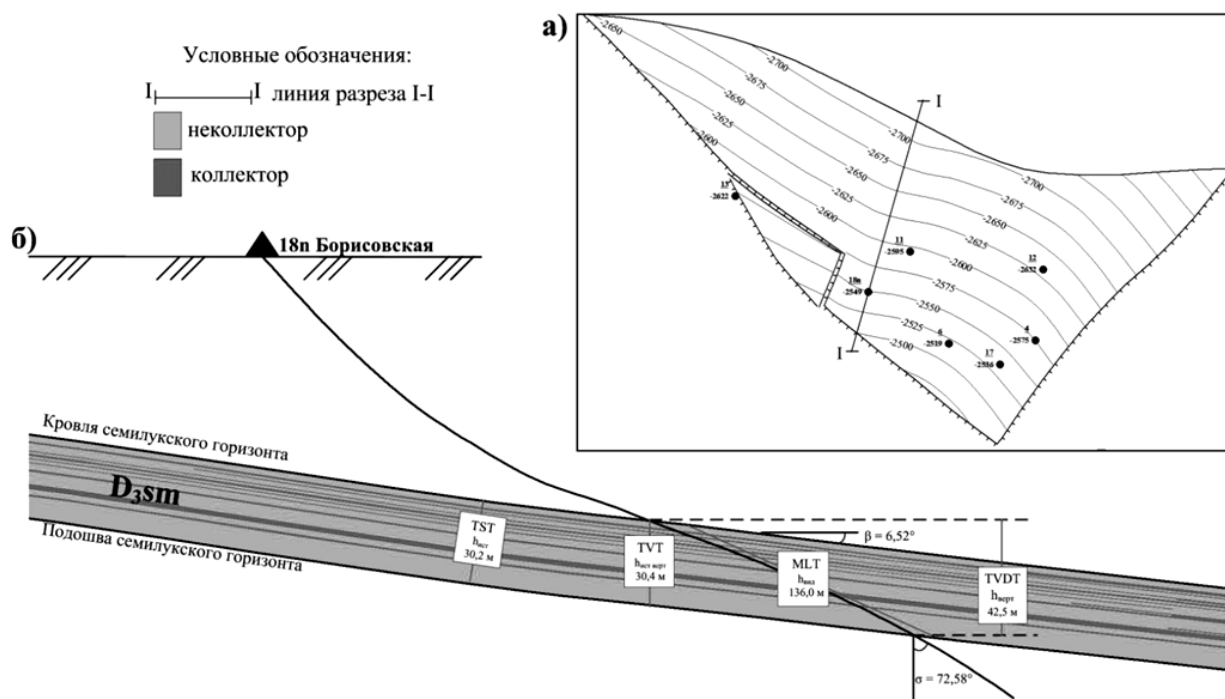


Рис. Борисовское нефтяное месторождение: а) структурная карта по поверхности семилукского горизонта; б) геологический разрез через скв. 18п Борисовская

Вскрытая видимая мощность (MLT) отложений семилукского горизонта в скв. 18п составляет 136 м, вертикальная мощность (TVDT) – 42,5 м. В среднем по месторождению вертикальная мощность составляет 25 м.

В результате выполненных расчетов по формулам (1), (2), (3) и в Petrel, истинная вертикальная мощность (TVT) семилукского горизонта составила 30,4 м. Относительное отклонение вертикальной мощности составляет 39,8 % (от истинной вертикальной). Данный пример хорошо демонстрирует, насколько велико может быть расхождение между значениями вертикальной и истинной вертикальной мощности горизонта.

К наиболее серьезным последствиям неправильного понимания геологической модели месторождения приводит вычисление истинной вертикальной эффективной нефтенасыщенной мощности коллектора, так как именно эта величина существенно влияет на подсчет запасов углеводородов. Согласно интерпретации материалов ГИС, вертикальная эффективная нефтенасыщенная мощность (TVDT) залежи нефти семилукского горизонта в скв. 18п составляет 9,8 м, а рассчитанная по формулам (1), (2), (3) и с помощью Petrel – 6,9 м (TVT) (табл. 1).

Табл. 1. Расчет различных видов мощности семилукского горизонта в скв. 18п

Борисовского месторождения

Объект	Угол искривления скважины (σ), град	Азимут искривления скважины, град	Угол падения пласта (β), град	Азимут падения пласта, град	Угол (φ), град	Мощность (h), м				
						видимая $h_{\text{вид}}$, MLT	вертикальная $h_{\text{верт}}$, TVTD	истинная вертикальная, рассчитанная по формуле П.М. Леонтьевского, $h_{\text{ист верт}}$, TVT	истинная вертикальная, рассчитанная в Petrel, $h_{\text{ист верт}}$, TVT	истинная стратиграфическая, (рассчитанная в Petrel), $h_{\text{ист}}$, TST
Горизонт	72,58	335,20	6,52	10,28	35,08	136,00	42,50	30,4	30,4	30,2
Бллектор						33,20	9,80	6,89	6,91	

Если использовать при подсчете запасов семилукской залежи вертикальную эффективную нефтенасыщенную мощность (9,8 м), это приведет к необоснованному завышению запасов на 5,9 % (табл. 2).

Табл. 2. Влияние используемого вида эффективной нефтенасыщенной мощности скв. 18п на величину начальных геологических запасов нефти Борисовского месторождения

Эффективная нефтенасыщенная мощность, м		Относительная погрешность, %	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность по залежи, м	Начальные геологические запасы, усл. ед.	Абсолютная погрешность, усл. ед.	Относительная погрешность, %
истинная вертикальная (TVT)	6,9		8,4	592		
вертикальная (TVDT)	9,8	42,0	8,9	627	35	5,9

Литература

1. Буряковский Л.А. Ускоренный метод вычисления истинной мощности пластов по видимой, замеренной по стволу наклонной скважины // Геология нефти и газа. 1958. № 3. - С. 67-70.
2. Tearpock Daniel J., Bischke E. Richard. Applied Subsurface Geological Mapping: With Structural Methods. – Houston: Prentice Hall, 2003. - 822 p.
3. Бескопыйный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Тектоническое районирование как основа прогноза остаточных перспектив нефтегазоносности Припятского прогиба // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века: Матер. Международ. науч.-практ. конф. (25-27 мая 2011 г.). – Гомель: ОАО «Полеспечать», 2012. – 788 с.